

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ciencias Humanísticas y Económicas
y Gestión Empresarial



" Determinación de Viabilidad Financiera de una
Planta Generadora Termoeléctrica Asentada sobre
la Provincia de Manabí "

Proyecto de Graduación

Previo a la obtención del título de:

Magíster Economía y Administración de Empresas

Presentado por

William Santiago Alvarez Cedeño
Marío Raúl Oliva Vega



Guayaquil - Ecuador

2006

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ciencias Humanísticas y Económicas y
Gestión Empresarial**



“DETERMINACIÓN DE VIABILIDAD FINANCIERA DE UNA PLANTA GENERADORA TERMOELÉCTRICA ASENTADA SOBRE LA PROVINCIA DE MANABÍ”

**PROYECTO DE GRADUACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE MAGISTER ECONOMÍA Y ADMINISTRACIÓN
DE EMPRESAS**

PRESENTADO POR:

WILLIAM SANTIAGO ALVAREZ CEDEÑO

MARÍO RAÚL OLIVA VEGA

GUAYAQUIL – ECUADOR

2006

A todos quienes colaboraron de una u otra manera con la realización de esta tesis y en especial a la MSc. Ec. María Elena Romero, directora de nuestra tesis, por su ayuda y comprensión.

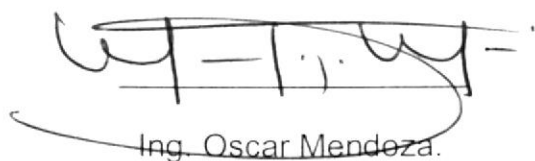
A DIOS

A NUESTROS PADRES

A NUESTROS HERMANOS

A NUESTROS AMIGOS

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Oscar Mendoza.

Presidente



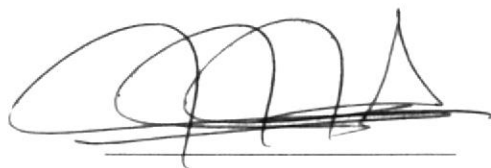
MSc. María Elena Romero

Directora de Tesis



MSc. Ivonne Moreno

Vocal Principal.

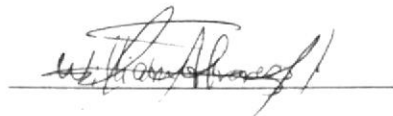


MSc. Pedro Gando

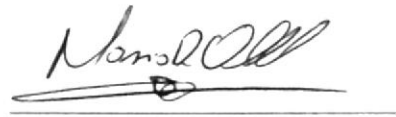
Vocal Principal.

DECLARACIÓN EXPRESA.

La responsabilidad del contenido de esta tesis de grado corresponde exclusivamente a los autores y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.



Ec. William S. Alvarez Cedeño



Ec. Mario Raúl Oliva Vega

ÍNDICE GENERAL

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	iv
DECLARACIÓN EXPRESA	v
INTRODUCCIÓN	x
CAPÍTULO I	
ESTUDIO DE MERCADO.	
1.1. Análisis situacional de la Empresa.	14
1.2. Objetivos.	15
1.3. Elementos Interventores del Mercado Eléctrico Ecuatoriano.	16
1.3.1. Ley Régimen del Sector Eléctrico, 1996	16
1.3.2. Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.	17
1.3.3. Centro Nacional de Costo de Energía, CENACE.	18
1.3.4. Mercado Eléctrico Mayorista, MEM.	19
1.3.4.1. Mercado de contratos a Plazo	20
1.3.4.2. Transacciones en el Mercado Ocasional	21
1.3.5. Remuneración por Potencia.	22
1.4. Demanda del Sector Eléctrico.	23
1.5. Oferta del Sector Eléctrico.	31
1.5.1. Costo Marginal Promedio de la Energía.	38

1.5.2. Precios Medio en el Mercado Ocasional.	39
1.5.3. Precios Unitarios de la Potencia y de la Tarifa de Transmisión.	40
1.5.4. Costos Estimados totales para los Clientes.	40
1.5.5. Cargos del MEM.	41
1.5.6. Beneficio Marginal Clientes.	42
1.5.7. Beneficios totales.	43
1.6. Generación esperada para el año 2006.	44
1.7. Matriz de Porter.	47
1.8. Organigrama de la Empresa	48
1.9. Mapa del sistema nacional de Generación y Transmisión del Sector Eléctrico Ecuatoriano.	49
1.10. Organigrama del Sector Eléctrico Ecuatoriano.	50
1.11. Organigrama del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC	51

CAPÍTULO II

ESTUDIO TÉCNICO.

2.1. Ubicación.	53
2.2. Tamaño.	53
2.3. Características Físicas.	55
2.4. Vista General del Proyecto.	56

CAPÍTULO III

ESTUDIO ECONÓMICO – FINANCIERO.

3.1. Descripción Económica del Proyecto.	58
3.1.1. El Financiamiento.	58
3.1.2. Garantía de Pago.	58
3.2. Costos del Proyecto.	59
3.3. Flujo del Proyecto.	60
3.4. Análisis Financiero	61
3.4.1. Valor Actual Neto (VAN.)	66
3.5. Análisis de Escenarios	67
3.5.1. Grafico de Escenarios	68

CAPÍTULO IV

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.

4.1. Política Ambiental Del CONELEC	71
4.2. Normas Ambientales De Las Actividades Eléctricas – RAAE.	74
4.3. Políticas Ambientales Básicas Del Sector Eléctrico.	79

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Conclusiones y Recomendaciones.	81
---------------------------------	----

BIBLIOGRAFIA.

ANEXOS.

INTRODUCCIÓN

La economía ecuatoriana es una de las de mayor crecimiento en América latina. El crecimiento de la demanda de energía en el Ecuador es de alrededor del 4.7% por año. Vale destacar que el departamento de energía de los E.E.U.U. estima que Ecuador incurrirá US \$500millones/año en costos debido a la falta de energía.

El proyecto que se detalla a continuación es de carácter termoeléctrico, lo cual significa que estos no dependen de lluvias ni de situaciones climáticas (hidroeléctricos). Para el caso específico de este trabajo se usa el residuo de crudo de petróleo para el procesamiento del mismo y transformación en energía eléctrica, todo esto a través de una empresa extranjera especializada en la quema del residuo a altas temperaturas.

Se desea aprovechar el residuo de crudo de petróleo de la refinería Amazonas localizado en Shushufindi, Provincia de Sucumbíos. Esta refinería produce en promedio 9000 barriles de petróleo por día, la cual es mezclada con el crudo de petróleo de 38 grados API y así sea bombeado y transportado al SOTE (Sistema Oleoducto Trans Ecuatoriano), hacia la planta.

El proyecto instalará motores de combustión interna Wärtsilä para quemar el residuo de crudo de petróleo y producir electricidad de manera que esto sea transportado a través del sistema nacional interconectado hacia cualquier punto en el Ecuador en donde sea requerido.

Es así que también se aprovecha para que el crudo de petróleo no baje de calidad y precio al realizar esta mezcla.

El primer capítulo, trata del “Estudio del Mercado”, que es realizado con el fin de poder aclarar cuál es el mercado potencial, a quien se dirige este proyecto; así como quienes son los principales competidores, y demás variables que se desempeñan dentro de este sector.

- En el segundo capítulo, llamado “Estudio Técnico”, la finalidad es detallar la ubicación, dimensiones, las características físicas, los materiales a usar y equipamiento del mismo, también las especificaciones técnicas de las maquinarias y motores a instalarse.
- El tercer capítulo, titulado “Estudio Económico – Financiero”, en el cual el objetivo es determinar la forma de financiamiento del proyecto, administración, manejo y rentabilidad del mismo.
- En el cuarto capítulo, se muestra el “Estudio del Impacto Ambiental”, donde se describe el daño que se causará debido a la construcción de esta planta se describirá leyes y reglamentos pertinentes para estos casos, y la forma de disminuir el impacto ocasionado. Así mismo se analiza el entorno demográfico, geográfico, hidrográfico entre otros de

manera que el estudio realizado contemple cada variable del entorno del proyecto.

- Finalmente, en el capítulo quinto, se detallan las “Conclusiones y Recomendaciones” que se consideran las más convenientes, luego de haber realizado el análisis del proyecto. Se mencionan alternativas en el mercado local y mejoras del proyecto en un futuro mediano.

CAPÍTULO I

I. ESTUDIO DE MERCADO.-

Para el desarrollo de este capítulo se tomó la información existente del catalogo del CONSEJO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN, así como de su página en Internet; así como datos del "RESUMEN DE LA ESTADÍSTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO DURANTE EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005", del libro PLAN DE ELECTRIFICACIÓN DEL ECUADOR, dado que cuentan con un desglose amplio y pertinente del sector, el cual ayudará a entender mejor este capítulo.

1.1 ANÁLISIS SITUACIONAL.

El sector eléctrico en el Ecuador se conforma por Energía Eléctrica Hidráulica, Térmica Gas, Gas Natural, Vapor, Motores de Combustión Interna (MCI), e Importaciones provenientes desde Colombia.

Del 60% de que proviene de la generación eléctrica del país, es hidroeléctrica, es decir centrales de flujo de río, y el 70% de esta generación se basa en un solo embalse – Paute.

En el caso de las importaciones, tal como se muestra mas adelante, existe un incremento anual en estos valores debido a la ineficiencia del sector para cubrir la demanda del mercado eléctrico ecuatoriano.

Por tal motivo se desarrolla este nuevo proyecto denominado “TERMOMANABITA” de 50 MW de potencia instalada, el cual genera al año 430.000 MWh. Todo esto con el fin de proveer de energía al mercado local ya sea a empresas privadas como públicas. El proyecto se encuentra ubicado en la Provincia de Manabí, en las afueras de la ciudad de Jipijapa.

1.2 OBJETIVOS.

El objeto del proyecto es la generación de energía termoeléctrica en forma limpia y rentable buscando el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales provenientes de la provincia de Manabí, mejorar el abastecimiento eléctrico en la región y de esta manera generar ingresos a largo plazo tanto para las instituciones publicas, como para las privadas, ya que habría la energía necesaria para proveer a todos los habitantes de la zona y en general a los consumidores del sector eléctrico ecuatoriano.

Así mismo se pretende vender la energía producida a las grandes empresas reconocidas a nivel nacional, y/o transnacionales mediante contratos PPA's en forma directa, como también entregar energía al Mercado Eléctrico Mayorista.

La central de generación estará conectada al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y podrá vender la energía en cualquier lugar del país, haciendo más eficiente el desarrollo de la planta dentro del mercado.

1.3 ELEMENTOS INTERVENTORES DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO.

A continuación se detallan los principales elementos interventores del Mercado Eléctrico Ecuatoriano, y sus funciones dentro del mismo.

1.3.1 Ley Régimen del Sector Eléctrico de 1996.

El 10 de Octubre de 1996, en el Suplemento al Registro Oficial No 43, se publica la Ley al Régimen del Sector Eléctrico (L.R.S.E.), con el objetivo de proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiable que garantice el desarrollo económico y social al país, así mismo promulgue las inversiones y competencias por parte del sector privado, manteniendo un serio compromiso de preservación del medio ambiente¹.

Entre los objetivos fundamentales de esta ley se mencionan los siguientes:

- ✓ Brindar un servicio de alta calidad y confiable, que garantice su desarrollo económico así como también social.

¹ Catalogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador, Ley del Régimen del Sector Eléctrico de 1996, pág.12.

- ✓ Promover la competencia del sector, los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado, de manera que se asegure el suministro de energía por largo tiempo.
- ✓ Velar por el bienestar de los consumidores, sus derechos, garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos.
- ✓ Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar que no haya barreras de entrada de nuevos actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución.
- ✓ Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión, y distribución de electricidad velando por la competitividad del sector.
- ✓ Desarrollar la electrificación rural.

1.3.2 Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

CONELEC.- Es el ente regulador normativo y controlador.

- ↓ Elabora los Planes de Electrificación del Ecuador.
- ↓ Se encarga de la Generación, Distribución, Comercialización, y transmisión de energía eléctrica a empresas concesionarias.

INECEL.- Se mantuvo durante 38 años de vida, hasta el 31 de Marzo de 1999 donde cesaron sus funciones.

1.3.3 El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

CENACE.- Es una Corporación Civil. Se encarga del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantiza en todo momento las operaciones del mismo.

1. Es responsable de la administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM.
2. Resguarda las condiciones de seguridad de las operaciones del S.N.I.
3. Responsable del abastecimiento de energía al mercado.
4. Se asegura que no exista discriminación entre las empresas generadoras, facilita el acceso a la transmisión.

1.3.4 Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M)

Conformación del MEM.-

Art. 45.- Del mercado Eléctrico Mayorista².- el MEM estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado, (SNI).

MEM.- Mercado Eléctrico Mayorista, constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al SNI y es el punto de encuentro donde se desarrollan las actividades económicas (Oferta y Demanda).

Abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre Generadores; Generadores y Distribuidores; entre Distribuidores y Grandes Consumidores; y, entre Generadores y Grandes Consumidores, se celebran también lo que son las exportaciones e importaciones de energía y potencia.

Estas transacciones deben de ajustarse a los reglamentos y procedimientos vigentes para el MEM y para el despacho y operación del SNI.

Las transacciones que se pueden efectuar son:

² Tomado del libro de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, legislación conexas.

- ✚ Transacciones en el Mercado Ocasional (Mercado Spot).
- ✚ Contratos a Plazo de libre acuerdo (Mercado de Contratos).

1.3.4.1 Mercados de Contratos a Plazo.

Art. 46.- Contratos a Plazo en el MEM³.-

Energía: “el CENACE comunicara a todos quienes intervengan en el mercado el precio de venta para cada periodo horario, sobre la base del costo económico marginal instantáneo de corto plazo...”

Potencia: “...el cargo de potencia que corresponderá a los costos fijos de la central marginal, que resulte de la operación en tiempo real del SNI. El precio establecido será uniforme para todas las ventas realizadas durante el periodo que se trate.

En este mercado se establece compromisos comerciales pero no de “producción y consumo”.

1. Contratos de Compra – Venta,
2. Acuerdos Libres entre:

Generadores – Distribuidores

Generadores –Grandes Consumidores.

Lo mínimo que dura un contrato en este mercado es de 1 año, y estos cumplimientos son verificados por el CENACE.

³ Tomado de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Legislación conexas.

Los contratos deben considerar una curva de abastecimiento en términos para horarios de días típicos.

1. "El precio de la energía es pactado libremente".
2. Si un generador no puede cumplir su contrato debe comprar más energía en el MEM a costo marginal.
3. Los distribuidores en ciertas horas, pueden vender su excedente en el MEM a costo marginal, Si su demanda es inferior a la contratada.
4. Demanda Eléctrica (PIB, NIVEL PRECIOS META, COBERTURA).

1.3.4.2 Transacciones en el Mercado Ocasional. (SPOT)

Precio por Horario lo establece el CENACE y este a su vez = COSTO MARGINAL DE ENERGÍA.

- ❖ Precio de la energía se la define en una barra de referencia que se denomina "barra de mercado"

Factor de Nodo es un factor que penaliza el costo de llevar o traer energía de un generador o de una carga a o desde la barra de mercado.

- ❖ Las barras exportadoras (generadoras) tienen factores menores a 1; mientras que;
- ❖ Las barras importadoras tienen factores mayores a 1.

- ✦ Precio distribuidor debe cancelar por energía adquirida en el mercado

Ocasional se calcula:

Precio Mercado X Factor Nodo Distribuidor.

- ✦ Valor que un generador recibe por la energía entregada al MEM en el mercado Ocasional se calcula:

Precio mercado X su Factor Nodo.

La brecha que existe entre Valores Pagados por los Distribuidores y los Valores que reciben los generadores es el CARGO variable que recibe el Transmisor.

1.3.5 Remuneración por Potencia.

A parte del costo variable, los generadores reciben una remuneración por Potencia Puesta a Disposición. Con esto se pretende que los generadores que aportan con Potencia útil para cubrir la demanda máxima y la reserva técnica, tengan ingresos estables independientes del despacho realizado.

Esto se calcula en base a un Cargo de Potencia, que es el costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad económica más económica, para proveer potencia o reserva en años secos.

El CONELEC ha calculado en US \$5.70 /Kw.-mes (en base a una turbina de gas de ciclo abierto), el CENACE calcula estas tarifas de forma anual.

1.4 DEMANDA DEL SECTOR⁴.

Debido a muchos factores tales como incremento de la población, el ingreso de nuevas empresas en el mercado, surgimiento de nuevas tecnologías, entre otras, la demanda del mercado eléctrico mayorista cada año va aumentando, y esta en razón de un 5% anual. Es por esto que muchos proyectos son enviados al Consejo Nacional de Electricidad, para su aprobación y de forma que estos puedan apalejar la brecha existente entre la demanda de los consumidores y la oferta existente del sector.

CUADRO 1.1 Demanda Media Anual de la Energía Eléctrica, año 2006

DEMANDA DE ENERGÍA	4.0%	5.1%	6.0%
DEMANDA DE POTENCIA	3.7%	4.7%	5.5%
ESCENARIOS	MENOR	MEDIO	MAYOR

Elaborado por: CONELEC.

Fuente: Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.

De acuerdo al Balance Nacional de Energía⁵, el Sistema de Transmisión recibió 6.853,75 GWh y entregó:

⁴ Los datos detallados del Sector se los muestra en los anexos #1 al #5

⁵ Tomado del informe "RESUMEN DE LA ESTADÍSTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO DURANTE EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005"

6.582,95 GWh a las Distribuidoras;
 64,58 GWh al Gran consumidor Interagua; y
 12,33 GWh para exportación a Colombia.

Por consiguiente las pérdidas por transmisión referidas a la energía recibida se ubicaron en 193,90 GWh (2,62%).

La empresa Transelectric S.A. facturó la cantidad de USD 51,86 millones por la transmisión de energía, lo que corresponde a un precio medio de transmisión de 0,84 USD ¢/kWh.

A) DISTRIBUIDORAS.

La facturación a las Distribuidoras por las transacciones de compra de energía, en las que se incluye la entrega a través del SNT y la de los autoprodutores, fue de 6.197,40 GWh⁶, de lo cual:

2.954,99 GWh (47,68%) fue adquirido del mercado ocasional,
 3.181,61 GWh (51,34%) en contratos a plazo con las Generadoras,
 24,09 GWh (0,39%) por contratos con las Autoproductoras, y el saldo,
 36,71 GWh (0,59%) corresponde a la venta de energía entre E.E.
 Distribuidoras (Ambato a Sucumbíos, Bolívar a Los Ríos y Quito a la Norte).

⁶ Tomado del Catálogo resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador.

La facturación del MEM a las Distribuidoras por la adquisición de energía fue de USD 480,34 millones, correspondiendo USD 366,84 millones (76,37%) por la adquisición al mercado ocasional y USD 113,50 millones (23,63%) a los contratos a plazo.

El precio medio de compra al MEM fue de 7,76 USD ¢/kWh. El precio del Mercado Ocasional fue de 12,44 USD ¢/kWh (se incluyen los pagos por transmisión, potencia de contratos, cargos por congestión, cargos por interconexión, peajes y más rubros de manejo de mercado) y el de Contratos a plazo de 3,50 USD ¢/kWh.

CUADRO 1.2 ENERGÍA ENTREGADA AL MEM, POR EMPRESA GENERADORA, PRIMER SEMESTRE 2005, (MWh).

Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
CATEG-G	54.208,44	26.677,01	19.333,25	15.228,68	17.745,74	13.096,47	146.289,59
Elecaustro	21.511,40	20.558,83	23.381,52	20.492,37	24.452,25	19.200,58	129.596,95
Electroquayas	203.400,61	125.779,29	99.340,45	94.579,24	95.355,93	64.223,01	682.678,53
Electroquil	71.648,49	34.636,65	16.994,05	16.620,08	29.175,20	5.213,26	174.287,73
EMAAP-Q	5.375,70	4.415,60	4.882,90	1.632,90	4.207,00	4.395,00	24.909,10
Hidroagoyán	86.043,96	75.890,01	124.058,37	106.434,00	67.343,79	55.595,11	515.365,24
Hidronación	49.676,50	26.545,49	29.432,84	30.379,24	29.241,18	30.427,13	195.702,37
Hidropaute	182.701,49	348.540,41	526.209,01	616.650,69	500.831,92	612.075,24	2.787.008,76
Intervisa	32.471,45	12.384,05	4.326,74	14.527,06	16.081,60	2.591,84	82.382,73
Machala Power	89.393,76	68.204,76	51.158,37	38.730,01	54.833,88	41.549,03	343.869,82
Termoesmeraldas	88.525,74	78.439,19	78.028,87	45.164,61	82.710,61	75.852,35	448.721,37
Termopichincha	32.928,15	19.193,87	12.990,79	12.800,49	15.181,58	10.946,78	104.041,66
Ulysseas	3.124,43	221,63	-	-	4.749,13	954,38	9.049,56
Total	921.010,11	841.486,77	990.137,16	1.013.239,38	941.909,81	936.120,18	5.643.903,41

Elaborado por: CONELEC.

Fuente: Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.

La energía disponible para las Distribuidoras (para venta a sus clientes) incluyendo los sistemas no incorporados fue de 6.239,05 GWh, de los cuales

6.151,88 GWh (98,60%) fueron entregados por el SNT, 41,33 GWh (0,66%) se obtuvieron de sistemas no incorporados al SNT, 9,13 GWh (0,15%) procedieron de Autoproductores cuya transacción no es registrada en el MEM y 36,71 GWh (0,59%) son el resultado de ventas entre Empresas Distribuidoras. En este análisis, debe considerarse que el Gran Consumidor Interagua, compró 64,58 GWh a la Generadora Hidropaute y dicha energía se la suministró desde la subestación Pascuales del SNT, es decir, que esta energía no pasó por ninguna Distribuidora.

Dentro del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, se han clasificado a los usuarios de la energía en dos tipos, los Regulados, es decir, aquellos que se acogen al Pliego Tarifario y los No Regulados, que son aquellos que realizan contratos a plazo con las generadoras.

Las Distribuidoras facturaron 4.567,42 GWh a los clientes Regulados (que a junio de 2005 sumaban 3.016,27) y 201,25 GWh a los No Regulados (se incluye la venta entre empresas (40,52 GWh), a los Grandes Consumidores que mantienen contratos directos con las Distribuidoras (Guapán, Cartopel, Erco, Graiman, Italpisos, Acosa, Cedal, Provefrut, Rocacem Latacunga, Adelca, Bopp Quito, Danec, Delltex, EBC Quito, Incasa, Lanafit, Novopan, Pintex y Plastisacks con 148,45 GWh), la energía reconocida por los Grandes Consumidores a las Distribuidoras a través de los peajes (12,25

GWh), y la venta de la E.E. Sur a 7 abonados (0,065 GWh) del Norte de Perú).

Por otro lado, para satisfacer la demanda de los abonados que por su ubicación no pueden ser atendidos por la Distribuidora de su área de concesión, se produjo la transferencia de energía en bloque entre distribuidoras de 40,52 GWh a un valor de USD 3,356 millones (precio medio de 8,28 USD ¢/kWh).

Por consiguiente las transacciones totales de venta de energía efectuadas por las Distribuidoras sumaron 4 768,70 GWh, a un valor de USD 415,02 millones lo cual indica un precio medio total de 8,70 USD ¢/kWh.

Las Distribuidoras facturaron a sus clientes regulados USD 402,78 millones (precio medio de facturación de 8,82 USD ¢/kWh), en cambio que a sus clientes no regulados (grandes consumidores de distribuidoras, energía reconocida en peajes, ventas entre empresas distribuidoras y energía facturada al Perú) la cantidad fue de USD 12,23 millones (precio medio de 6,08 USD ¢/kWh) totalizando USD 415,02 millones, con un precio medio final de 8,70 USD ¢/kWh.

Las facturación a los grandes consumidores de las distribuidoras sin considerar los peajes alcanzó los USD 6,7 millones, que relacionados a la

energía indican un precio medio de 4,51 USD ¢/kWh e incluyendo los peajes se facturó un total de 7,44, a un precio medio de 5,01 USD ¢/kWh.

Del Balance Nacional de Energía, se observa que la energía disponible por las distribuidoras para venta a sus clientes fue de 6 236,09 GWh, y el total de pérdidas de 1 467,76 GWh (23,54%), de los cuales 601,02 GWh (8,11%) se deben a pérdidas técnicas y 866,73 GWh (11,70%) corresponden a pérdidas no técnicas.

El factor de carga de las empresas distribuidoras pasó del 58,26% en el año 2004 a 62,12% en el primer semestre de 2005, datos tomados del catalogo resumen de generación eléctrica del Ecuador.

B) GRANDES CONSUMIDORES DE GENERADORAS.

Debe considerarse también a los Grandes Consumidores que mantienen contratos a plazo con las Generadoras y cuya energía (343,89 GWh) es recibida a través de los diversos sistemas de distribución y el Gran Consumidor Interagua (64,58 GWh) que recibe directamente del SNT en la subestación Pascuales. Este paso de energía provoca pérdidas, las mismas que son reconocidas por los Grandes Consumidores a los Distribuidores a través de los peajes de distribución (10,22 GWh). La facturación por la venta de energía y potencia a los Grandes Consumidores de las Generadoras fue de USD 20,54 millones y por peajes USD 1,82 millones, con lo cual la

facturación total por los 418,69 GWh fue de USD 22,36 millones, con un precio medio de 5,34 USD ¢/kWh.

C) EXPORTACIÓN DE ENERGÍA A COLOMBIA.

Mediante la interconexión a 138 y 230 kV con Colombia, se produce la venta de 12,33 GWh, por lo cual se factura USD 0,31 millones (precio medio de 2,52 USD ¢/kWh).

La energía bruta producida en el país e importada, en el año 2004, asciende a 14226 GWh⁷ de los cuales:

52.1% de generación eléctrica

36.4% de generación Térmica; y

11.5% de importación proveniente de Colombia.

Potencia instalada en el Ecuador fue de 3810 Mw., de los cuales:

45.8%, de generación eléctrica;

46.6%, de generación Térmica; y

7.6%, de importación proveniente de Colombia.

⁷ Datos recopilados por CONELEC, basado en datos enviados por empresas generadoras, distribuidoras y autoproductoras.

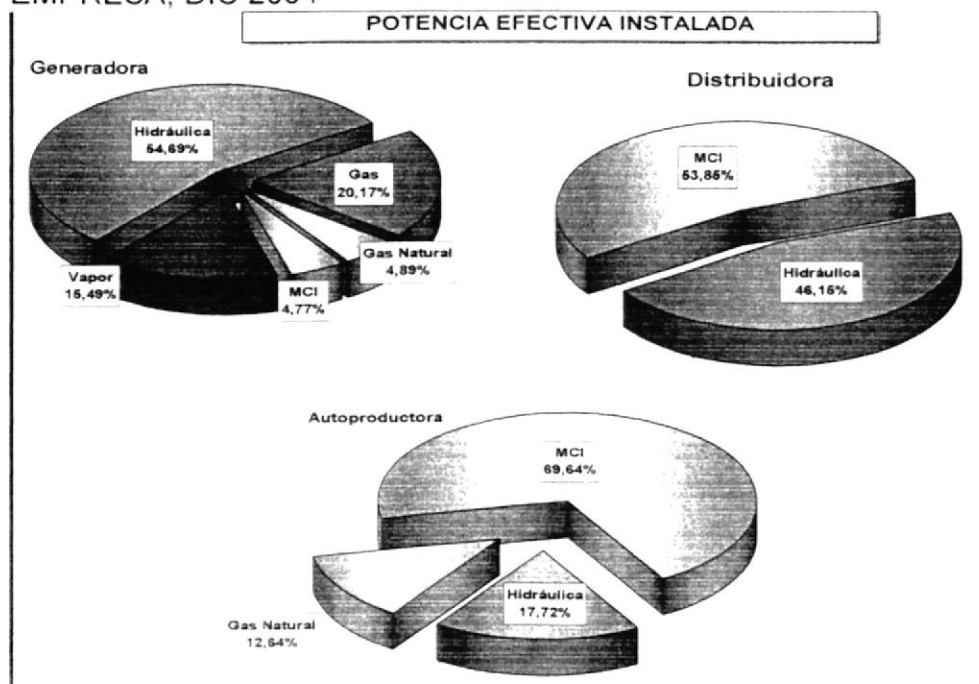
CUADRO 1.3 POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA, DIC. 2004

Tipo de Empresa	Tipo Central	Nominal (MW)	Nominal %	Efectiva (MW)	Efectiva %
Generadora	Hidráulica	1570.592	41,23%	1560.737	43,71%
	Térmica Gas	615.835	16,17%	575,5	16,12%
	Térmica Gas Natural	140	3,67%	139,5	3,91%
	Térmica MCI	143.325	3,76%	136,1	3,81%
	Térmica Vapor	446	11,71%	442	12,38%
Total Generadora		2915,752	76,54%	2853,837	79,93%
Distribuidora	Hidráulica	144.704	3,80%	141,98075	3,98%
	Térmica MCI	271.4334	7,12%	165,6935	4,64%
Total Distribuidora		416,1374	10,92%	307,67425	8,62%
Autoprodutora	Hidráulica	31.068	0,82%	29,972	0,84%
	Térmica Gas Natural	26.015	0,68%	21,37	0,60%
	Térmica MCI	130.631	3,43%	117,767	3,30%
Total Autoprodutora		187,714	4,93%	169,109	4,74%
Importación	Importación	290	7,61%	240	6,72%
Total Importación		290	7,61%	240	6,72%
Total general		3863,8634	100,00%	3570,62025	100,00%

Elaborado por: CONELEC.

Fuente: Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.

GRÁFICO 1.2 POTENCIA EFECTIVA INSTALADA POR TIPO DE EMPRESA, DIC 2004



Elaborado por: CONELEC.

Fuente: Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.

1.5 OFERTA DEL SECTOR.-

El sector eléctrico presenta las siguientes características⁸:

a) POTENCIA EN CENTRALES DE GENERACIÓN

A junio de 2005, sin considerar la Potencia contratada en la Importación desde Colombia, Ecuador poseía una capacidad de generación nominal instalada de 3 520 MW, con una potencia efectiva de 3 331 MW.

La Potencia Efectiva de generación e importación en el país a diciembre de 2004 fue de 3.570,62 MW, de los cuales 3.431,55 MW (96,11%) están incorporados al S.N.I. y 139,07 MW (3,89%) en sistemas no incorporados.

El total de potencia efectiva corresponde a: 1.732,69 MW (48,53%) en hidráulicas, 240 MW (6,72%) interconexión con Colombia, 575,50 MW (16,12%) térmicas a gas, 160,87 MW (4,51%) térmicas de gas natural, 419,56 MW (11,75%) MCI -Motor de Combustión Interna- y 442 MW (12,38%) vapor.

⁸ Nótese que los datos que se presenta son tomados hasta el primer semestre del 2005. Hasta la fecha de publicación de este artículo aún no se emitían los nuevos informes por parte del CONELEC.

CUADRO 1.4 POTENCIA INSTALADA, EFECTIVA Y NUMERO DE CENTRALES DE GENERACIÓN, POR TIPO DE SISTEMA A DIC. 2004

Tipo Central	S.N.L.			No Inc.			Total Nominal (MW)	Total Efectiva (MW)	Total (#)
	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	(#)	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	(#)			
Hidráulica	1.744,46	1.731,41	41	1,91	1,28	10	1.746,36	1.732,69	51
Térmica Gas	615,84	575,50	6	-	-	-	615,84	575,50	6
Térmica Gas Natural	140,00	139,50	1	26,02	21,37	4	166,02	160,87	5
Térmica MCI	406,50	303,14	28	138,89	116,42	46	545,39	419,56	74
Térmica Vapor	446,00	442,00	4	-	-	-	446,00	442,00	4
Importación	290,00	240,00	2	-	-	-	290,00	240,00	2
Total	3.642,79	3.431,55	82	166,81	139,07	60	3.809,60	3.570,62	142

Elaborado por: CONELEC.

Fuente: Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.

CUADRO 1.5 POTENCIA INSTALADA EN CENTRALES DE GENERACIÓN A DICIEMBRE 2004⁹

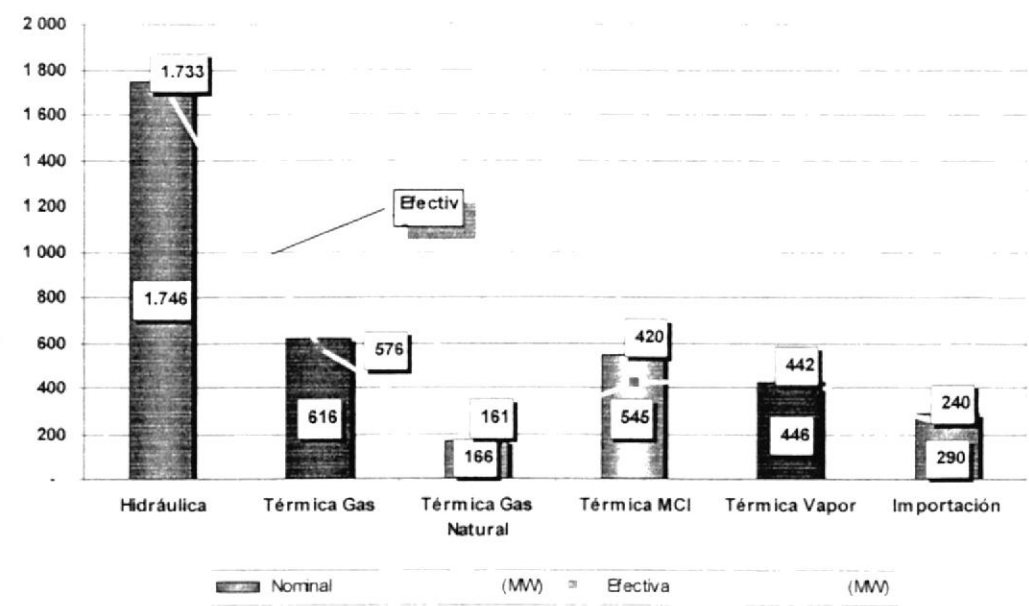
POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA				
Tipo Central	Nominal (MW)	Nominal (%)	Efectiva (MW)	Efectiva (%)
Hidráulica	1.746,36	45,84%	1.732,69	48,53%
Térmica Gas	615,84	16,17%	575,50	16,12%
Térmica Gas Natural	166,02	4,36%	160,87	4,51%
Térmica MCI	545,39	14,32%	419,56	11,75%
Térmica Vapor	446,00	11,71%	442,00	12,38%
Importación	290,00	7,61%	240,00	6,72%
Total general	3.809,60	100,00%	3.570,62	100,00%

Elaborado por: CONELEC.

Fuente: Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.

⁹ A la fecha de elaboración del proyecto aún no se emitían los datos finales para el año del 2005, así que se tomaron valores finales para el año 2004.

GRÁFICO 1.1 POTENCIA INSTALADA DE CENTRALES



*Elaborado por: CONELEC.
Fuente: Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.*

b) POTENCIA DE INTERCONEXIÓN

La potencia contratada en la Interconexión se situó nominalmente en los 290 MW, lo cual produjo que la potencia efectiva sea de 240 MW.

c) PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En el primer semestre de 2005, el Ecuador tuvo una generación bruta total de 7.407,85 GWh de la cual 6.810, 61 GWh se entregaron al Mercado Eléctrico Mayorista – MEM.

El total de energía bruta incluye la producción de:

Las Empresas Generadoras (5.765,03 GWh → 77,82%);

Distribuidoras con generación (374,75 GWh → 5,06%);

Autoproductoras (488,94 GWh → 6,60%); y

La Importación desde Colombia (779,13 GWh → 10,52%).

Así mismo, de este total,

4.001,67 GWh (54,02%) fue de origen hidráulico,

2.627,05 GWh (35,46%) térmico, y

779,13 GWh (10,52%) por importación.

Los generadores térmicos usaron combustible en las siguientes proporciones: 90,89 millones de galones de Fuel Oil, 47,40 millones de galones de Diesel, 7,87 millones de galones de Nafta, 5 855 millones de pié cúbicos de Gas Natural, 7,27 millones de galones de crudo y 4,77 millones de galones de residuo.

La facturación total por las transacciones de venta de energía (7 099,62GWh) fue de USD 468,01 millones, de lo cual USD 334,15 millones (71,40%) correspondió a las transacciones de venta de energía en el Mercado Ocasional, USD 133,55 millones (28,53%) a las transacciones de contratos a plazo y USD 0,31 millones (0,07%) a la Exportación de Energía a Colombia. Sin embargo, en varias ocasiones con el fin de poder cumplir con los

contratos a plazo, algunas empresas generadoras se vieron obligadas a comprar energía en el Mercado Ocasional, lo cual significó un egreso de USD 7,95 millones.

A las generadoras les correspondió facturar la cantidad de USD 368,95 millones (78,83%), a las Distribuidoras USD 25,50 millones (5,45%), a los Autoproductores USD 2,54 millones (0,54%), USD 70,71 millones (15,11%) por la Importación de energía desde Colombia y por la Exportación de Energía a Colombia USD 0,31 millones (0,07%).

El precio medio total de las transacciones de venta de energía en el MEM fue de 6,59 USD ¢/kWh. El Mercado Ocasional tuvo un precio medio de 10,15 USD ¢/kWh, en tanto que el Mercado de Contratos a plazo fue de 3,51 USD ¢/kWh. Aquí se debe considerar que el manejo de todo el MEM (Mercado Ocasional y de Contratos), se liquidó en el Mercado Ocasional; es decir que aquellos valores por potencia a remunerar, generación obligada, generación forzada, consumo de auxiliares, reconocimiento de combustibles, reservas primarias y secundarias de potencia, cargos por reemplazos, reactivos e interconexión y rentas de congestión de los contratos, se liquidaron como si la transacción fuera en el Mercado referido.

d) IMPORTACIÓN DE ENERGÍA¹⁰

La Importación de energía desde Colombia se realizó mediante las líneas de transmisión a 138 kV (Pasto-Pomasqui → 2,71 GWh), a 230 kV (Jamondino-Pomasqui Circuito 1 → 388,21 GWh y Circuito 2 → 388,21 GWh).

Puesto que por la importación de energía (779,13 GWh) se canceló la cantidad de USD 70,71 millones, se tiene que el precio medio de compra fue de 9,08 USD ¢/kWh.

En el Ecuador las centrales de generación existentes (139 centrales de generación + 619 sistemas fotovoltaicos) se han clasificado en tres grupos y sus correspondientes subgrupos:

- Centrales hidroeléctricas existentes: 51 centrales, 1746MW de potencia nominal instalada, 1733 MW de potencia efectiva:
- ✓ Centrales hidroeléctricas de las empresas generadoras: 10 centrales, 1571MW de potencia nominal instalada.
- ✓ Centrales hidroeléctricas de las empresas distribuidoras: 29 centrales, 145 MW.
- ✓ Centrales Hidroeléctricas de las empresas autoproductoras: 12 centrales; 31 MW¹¹.

¹⁰ Tomado para el primer semestre del 2005

¹¹ Solo se está tomando en cuenta a las centrales hidroeléctricas existentes.

- Centrales termoeléctricas existentes: 88 centrales, 1738 MW de potencia nominal instalada, 1570 MW de potencia efectiva:
 - Centrales termoeléctricas de las empresas generadoras: 16 centrales, 1345 MW.
 - Centrales termoeléctricas de las empresas distribuidoras: 52 centrales, 271 MW
 - Centrales termoeléctricas de las empresas autoproductoras: 20 centrales, 122,7 MW.
- Sistemas fotovoltaicos instalados dentro del Programa de Electrificación Rural Descentralizada del Ministerio de Energía y Minas: 619 sistemas, 209,6 Kw. pico instalados.

CUADRO 1.6 Centrales de Generación Existente

CENTRALES	#	Potencia Nominal	Potencia Efectiva	Generadoras
Hidroeléctricas	51	1746	1733	10
Termoeléctricas	88	1738	1570	16
Sist./Fotovoltaicos	691	Sistemas	Programa Electrificación Rural	

Elaborado por: los Autores.
Fuente: Catálogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador.

Los generadores suministran energía a distribuidores o a grandes Consumidores a través de contratos o a través del MEM.

Los Grandes Consumidores pueden comprar energía de Generadores o del MEM.

El administrador del MEM y operador independiente del sistema es la corporación CENACE.

1.5.1 Costo Marginal Promedio de Energía.

CUADRO 1.7 COSTO MARGINAL PROMEDIO ENERGÍA, Actual

Uscent/Kwh.	PROMEDIO
BASE	7,39
MEDIA	8,05
PUNTA	8,14
CM PROMEDIO (US cent/Kwh.)	7,81

Elaborado por: CONELEC.

Fuente: Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.

En el cuadro se muestran los costos promedios de energía que tienen los usuarios del sistema eléctrico, valores que estipula el CENACE basados en las cargas de energía diaria. El costo promedio de comercialización como se muestra es de US \$7.81 ctvos de dólar.

Entonces de este valor partimos para obtener y otorgar los beneficios a los clientes dando un menor costo hacia ellos y creando para el proyecto un "costo de oportunidad".

1.5.2 Precios Medios en el Mercado Ocasional.

CUADRO 1.8 PRECIOS MEDIOS EN EL MERCADO OCASIONAL

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	PROMEDIO RUBROS
Reactivos	0,02	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04
Tarifa de Transmisión	0,64	0,70	0,63	0,64	0,64	0,66	0,64	0,63	0,66	0,65	0,65
Potencia a Remunerar	1,20	1,26	0,97	0,90	0,97	0,94	0,93	1,05	1,10	1,17	1,05
Cargos Interconexion	0,27	0,31	0,23	0,21	0,26	0,24	0,24	0,23	0,21	0,23	0,24
Generación Forzada	0,00	0,03	0,06	0,21	0,10	0,09	0,01	0,00	0,00	0,00	0,05
Generación Obligada	0,05	0,13	0,20	0,28	0,16	0,25	0,10	0,03	0,04	0,04	0,13
Energía comprada en el M.O.	12,85	9,23	6,09	5,85	10,15	5,89	9,76	7,75	8,39	8,55	8,45
SUMA MES	15,03	11,70	8,22	8,13	12,31	8,10	11,72	9,73	10,44	10,67	
PROMEDIO MENSUAL	2,15	1,67	1,17	1,16	1,76	1,16	1,67	1,39	1,49	1,52	

Elaborado por: CONELEC.
Fuente: Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.

En el cuadro 1.8 se muestran los precios medios que se tienen en el mercado ocasional a la hora de contratar energía, datos actuales que el CONELEC estipuló para el año 2005, los cuales sirven de base para armar el cuadro de Costos o Cargos del Mercado Eléctrico Mayorista.

Estos datos permiten ver la tarifa media que se tiene del sector y los cargos a imputárseles a los contratantes de energía firme, secundaria, térmica, etc.

1.5.3 Precios Unitarios de la Potencia y de la Tarifa de Transmisión.

CUADRO 1.9 PRECIOS UNITARIOS POTENCIA/TARIFA

POTENCIA	US \$5,70	Kw./mes
TARIFA DE TRANSMISION	US \$3,02	Kw./mes

Elaborado por: CONELEC.
Fuente: Catalogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.

Los datos presentados en el CUADRO 1.9 son tomados del Plan de Electrificación del Ecuador, el cual en este libro antes mencionado se detalla los valores que aplica CENACE para los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, y esto a su vez sirve para detallar y armar el cuadro de los beneficios que se brindará a los posibles clientes de la compañía.

1.5.4 Costos Estimados totales para los Clientes.

CUADRO 1.10 COSTOS ESTIMADOS

Potencia a Contratar	50.000	Kw.
Energía Mensual	36.000.000,00	Kwh

Elaborado por: los Autores.
Fuente: los Autores.

La potencia a contratar esta determinada por la capacidad de la planta generadora de producir energía, y en su capacidad máxima esta puede llegar

a alcanzar los 50 MW o 50.000 Kw. Que vendría hacer la potencia total a contratar por el mercado.

La energía mensual requerida es entonces los 50.000Kw de producción de la planta, multiplicados por las horas del mes (720) dando un valor de 36.000.000 kwh.

1.5.5 Cargos del Mercado Eléctrico Mayorista, M.E.M.

CUADRO 1.11 CARGOS DEL M.E.M.

CARGOS:		Valores
Potencia a remunerar:		\$ 285.000,00
Tarifa de Transmision:		\$ 151.000,00
Otros:		\$ 164.160,00
Reactivos:	\$ 12.600,00	
Cargos Interconexión:	\$ 87.480,00	
Generación Forzada:	\$ 18.000,00	
Generación Obligada:	\$ 46.080,00	
TOTAL:		\$ 600.160,00
TOTAL Kwh.		\$ 0,0167

*Elaborado por: los Autores.
Fuente: los Autores.*

En el CUADRO 1.11 se aprecian los cargos que manifiesta el MEM cargados a los contratantes de energía, como la potencia a remunerar US \$285.000, la tarifa de Transmisión en US \$151.000, los reactivos, cargos de interconexión, generación forzada y generación obligada suman los US \$164.160, dando así la suma de todos estos cargos US \$600.160

Los US \$0.0167ctvs se obtienen de la división de los US \$600.160 para la energía total a contratar de 36.000.000kwh. Estos vendrían a ser los cargos que el MEM por ley aplica a los agentes del sector.

1.5.6 Beneficio Marginal Clientes.

CUADRO 1.12 BENEFICIO MARGINAL POR OTORGAR

Uscent/Kwh.	PROMEDIO	MERCADO
BASE	7,39	6,50
MEDIA	8,05	6,50
PUNTA	8,14	6,50
CM PROMEDIO (US cent/Kwh.)	7,81	6,50
BENEFICIO MERCADO:		1,31

Elaborado por: los Autores.
Fuente: los Autores.

En el cuadro se muestra el costo promedio del sector en sus diferentes picos de demanda, y el valor estimado del mismo. Y a continuación el precio que se otorgaría a “los posibles clientes” manteniendo fijo el cargo tanto en base, como media o punta.

El beneficio que se daría es de US \$1.31 ctvos de dólar por Kilovatio hora, menos que el precio medio de la competencia.

1.5.7 Beneficios totales.

CUADRO 1.13 BENEFICIO TOTAL POTENCIALES CLIENTES

\$5.659.200,00

Elaborado por: los Autores.

Fuente: los Autores.

Entonces, si se tiene un beneficio inicial de kilovatio/hora (de \$0.0131), a esto habría que multiplicarlo por la energía mensual contratada (36.000.000kwh) a su vez por los 12 meses del año y dividirlo para 100, dando el beneficio anual neto que tendrían los posibles nuevos clientes de la compañía arriba mencionados en el CUADRO 1.13

Es decir, que al contratar con la generadora termoeléctrica que se manifiesta en este proyecto, tendrían un ahorro de aproximadamente \$5.659.200 menos que si decidiera un inversionista contratar energía en el mercado y cotizarlo con otras empresas.

1.6 GENERACIÓN ESPERADA PARA EL AÑO 2006.

En base a la información existente, datos históricos y proyecciones de consumo se han estimado el comportamiento del sector así como de las proyecciones de venta de empresa y nuevos actores del mismo.

Es así que se tiene la generación de parte de las empresas basados en probabilidades de ventas.

CUADRO 1. 14 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR EMPRESAS, AÑO 2006¹².

	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1. Hidroeléctricas	10.617,4	53,3%	8.638,1	51,5%	7.484,1	51,0%	6.241,0	49,8%	4.817,0	48,5%
HIDROPAUTE	6.737,3	33,8%	5.652,1	33,7%	4.760,3	32,4%	3.882,8	31,0%	2.762,4	27,8%
HIDROAGOYÁN CENTRAL PUCARÁ	480,3	2,4%	329,8	2,0%	239,7	1,6%	153,9	1,2%	76,1	0,8%
HIDRONACIÓN	1.536,8	7,7%	810,0	4,8%	704,7	4,8%	467,2	3,7%	353,8	3,6%
HIDROAGOYÁN CENTRAL AGOYÁN	683,1	3,4%	679,3	4,0%	626,1	4,3%	595,5	4,8%	501,0	5,0%
ELECAUSTRO	194,4	1,0%	194,4	1,2%	194,4	1,3%	194,4	1,6%	194,4	2,0%
EMAAP	101,3	0,5%	101,3	0,6%	101,3	0,7%	101,3	0,8%	101,3	1,0%
ECOLUZ	37,0	0,2%	37,0	0,2%	37,0	0,3%	37,0	0,3%	37,0	0,4%
SIBIMBE	124,1	0,6%	111,2	0,7%	97,5	0,7%	85,8	0,7%	67,9	0,7%
ABANICO	130,7	0,7%	130,7	0,8%	130,7	0,9%	130,7	1,0%	130,7	1,3%
E. Eléctricas	592,4	3,0%	592,4	3,5%	592,4	4,0%	592,4	4,7%	592,4	6,0%
Poza Honda y La Esperanza	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
2. Termoeléctricas	7.110,5	35,7%	6.060,9	36,1%	5.272,0	35,9%	4.483,7	35,8%	3.482,1	35,0%
CATEG	548,2	2,8%	364,8	2,2%	307,0	2,1%	214,4	1,7%	158,6	1,6%
ELECTROQUIL	790,5	4,0%	441,8	2,6%	300,7	2,0%	99,9	0,8%	51,5	0,5%
ELECTRO GUAYAS	2.286,0	11,5%	2.011,2	12,0%	1.705,0	11,6%	1.423,6	11,4%	1.075,8	10,8%
TERMO PICHINCHA	258,2	1,3%	254,8	1,5%	225,4	1,5%	216,4	1,7%	164,5	1,7%
TERMO ESMERALDAS	937,3	4,7%	937,3	5,6%	930,9	6,3%	930,2	7,4%	906,8	9,1%
ELECAUSTRO	120,5	0,6%	106,9	0,6%	86,4	0,6%	60,1	0,5%	28,2	0,3%
E. Eléctricas	310,0	1,6%	261,0	1,6%	215,0	1,5%	180,9	1,4%	83,2	0,8%
MACHALA POWER	1.112,6	5,6%	1.112,6	6,6%	986,4	6,7%	941,9	7,5%	619,8	6,2%
ULYSSEAS INC.	179,4	0,9%	141,3	0,8%	87,4	0,6%	12,0	0,1%	7,6	0,1%
INTERVISA TRADE	166,7	0,8%	28,0	0,2%	33,7	0,2%	9,2	0,1%	6,6	0,1%
SAN CARLOS	61,1	0,3%	61,1	0,4%	61,1	0,4%	61,1	0,5%	61,1	0,6%
ECOELECTRIC	5,2	0,0%	5,2	0,0%	5,2	0,0%	5,2	0,0%	5,2	0,1%
LUCEGA	26,8	0,1%	26,8	0,2%	26,8	0,2%	26,8	0,2%	26,8	0,3%
SELVA ALEGRE	23,7	0,1%	21,7	0,1%	18,2	0,1%	15,8	0,1%	8,5	0,1%
KEPPELS	286,3	1,4%	286,3	1,7%	282,7	1,9%	286,3	2,3%	277,9	2,8%
3. Interconexión	2.203,2	11,1%	2.081,9	12,4%	1.922,6	13,1%	1.806,9	14,4%	1.640,6	16,5%
Importación de Colombia	2.031,2	10,2%	2.031,2	12,1%	1.964,3	13,4%	1.930,1	15,4%	1.823,7	18,3%
Importación de Perú	295,2	1,5%	235,6	1,4%	187,3	1,3%	150,0	1,2%	115,7	1,2%
Exportación a Colombia	-	0,0%	-	0,0%	-0,9	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Exportación a Perú	-123,2	-0,6%	-184,8	-1,1%	-228,0	-1,6%	-273,1	-2,2%	-298,8	-3,0%
6. Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica	10617,4	52,9%	8638,1	50,9%	7484,1	50,2%	6241,0	31,1%	4817,0	47,0%
Termoeléctrica	7110,5	35,5%	6060,9	35,7%	5272,0	35,4%	4483,7	22,4%	3482,1	34,0%
Interconexión Colombia	2.031,2	10,1%	2.031,2	12,0%	1.964,3	13,2%	1.930,1	9,6%	1.823,7	17,8%
Interconexión Perú	295,2	1,5%	235,6	1,4%	187,3	1,3%	150,0	0,7%	115,7	1,1%
Total	20054,3		16965,9		14907,6		12804,8		10238,5	

Elaborado por: CONELEC.
Fuente: Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.

¹² En el Anexo #5, #5.1 y #5.2, se muestran valores para cada probabilidad, promedio mensual, valor esperado, entre otros, valores y tablas mas detallados del tema.

También se han estimado los precios para el año en curso es así que se obtiene el plan de operación año 2006, emitido por CONELEC, los datos se muestran en el siguiente cuadro.

**CUADRO 1.15 PLAN PRECIOS DE OPERACIÓN DEL MEM,
AÑO 2006.**

PROBABILIDAD 5%

Precios estimados en USD/MWh												
BLOQUE HORARIO	ene-06	feb-06	mar-06	abr-06	may-06	jun-06	jul-06	ago-06	sep-06	oct-06	nov-06	dic-06
Precio punta	79,8	78,7	83,5	73,1	69,5	69,2	72,9	75,7	76,9	65,4	69,8	71,2
Precio media	77,6	76,5	82,2	71,4	65,4	66,7	66,4	74,3	75,4	63,9	68,8	70,0
Precio base	75,6	74,8	78,1	69,6	63,9	65,4	64,8	72,6	74,0	61,1	65,0	68,3
Precio Promedio	76,7	75,8	80,0	70,8	65,2	66,4	66,1	73,7	75,0	63,2	66,9	69,3

VALOR PROMEDIO

Precios estimados en USD/MWh												
BLOQUE HORARIO	ene-06	feb-06	mar-06	abr-06	may-06	jun-06	jul-06	ago-06	sep-06	oct-06	nov-06	dic-06
Precio punta	74,4	72,5	73,2	64,4	62,9	63,3	70,3	67,2	69,8	56,9	58,5	61,1
Precio media	71,9	68,4	67,0	55,0	49,6	48,8	56,0	57,5	61,5	52,8	55,9	57,6
Precio base	69,8	66,1	64,7	50,7	42,8	38,3	42,4	52,5	58,2	50,8	53,9	56,2
Precio Promedio	71,3	68,0	67,1	54,7	48,9	46,5	52,1	57,0	61,5	52,6	55,4	57,6

PROBABILIDAD 95%

Precios estimados en USD/MWh												
BLOQUE HORARIO	ene-06	feb-06	mar-06	abr-06	may-06	jun-06	jul-06	ago-06	sep-06	oct-06	nov-06	dic-06
Precio punta	69,7	63,5	68,4	59,3	59,8	59,2	69,0	60,3	63,5	51,2	47,5	50,6
Precio media	64,8	47,4	48,1	40,6	38,3	40,5	46,5	44,9	46,5	43,0	44,3	43,8
Precio base	61,9	45,5	42,8	34,4	31,0	30,0	29,8	29,4	30,0	39,1	43,2	42,8
Precio Promedio	65,1	49,0	50,3	42,9	39,3	39,1	46,0	40,3	43,5	42,6	44,3	44,7

Elaborado por: CONELEC.

Fuente: Catálogo resumen de la generación eléctrica en el Ecuador.

1.7 MATRIZ DE PORTER.

Competencia:

- ❖ Todas las generadoras que se encuentran conectadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Sustitutos:

- ❖ Las importaciones desde Colombia.
- ❖ Térmica Gas Natural.
- ❖ Térmica Gas.
- ❖ Térmica M.C.I.
- ❖ Térmica Vapor.
- ❖ Sistemas Fotovoltaicos.

Clientes:

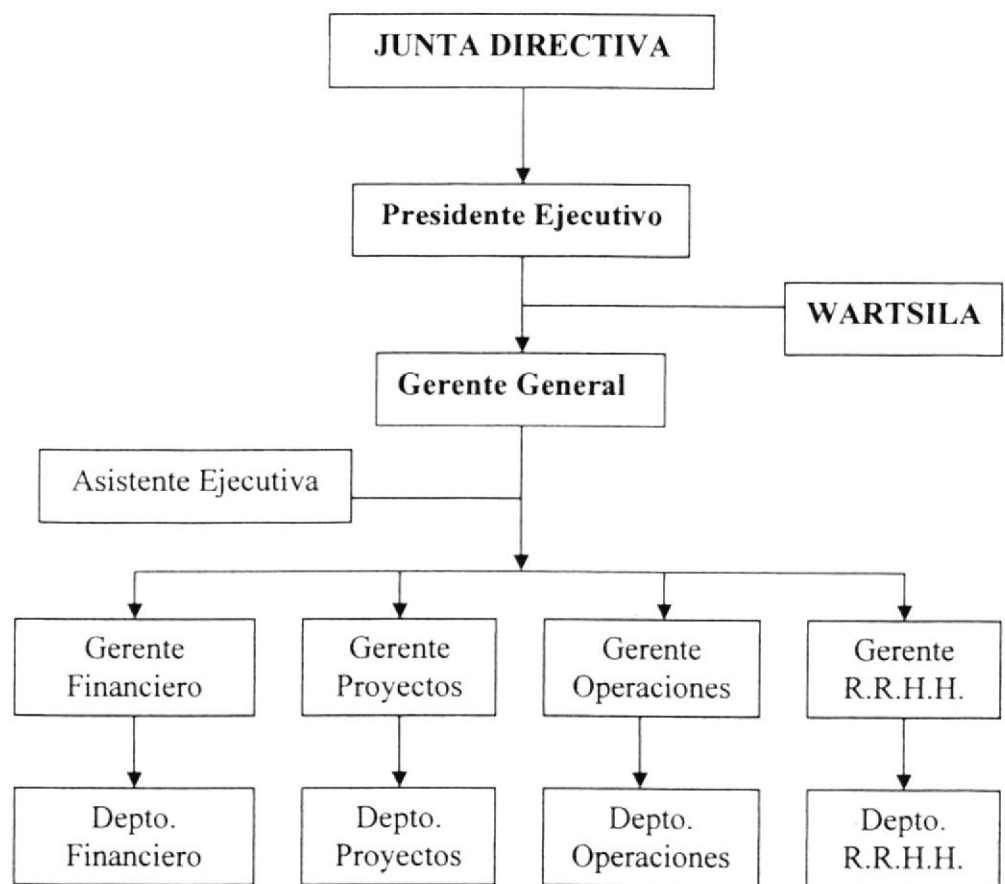
- ❖ Instituciones gubernamentales.
- ❖ Instituciones Financieras.
- ❖ Empresas o compañías nacionales privadas en general.
- ❖ Compañías transnacionales.
- ❖ Distribuidoras del Sector Eléctrico.
- ❖ Autogeneradores.
- ❖ Exportaciones hacia el Perú.

- ❖ Demás grandes consumidores en general.

Proveedores:

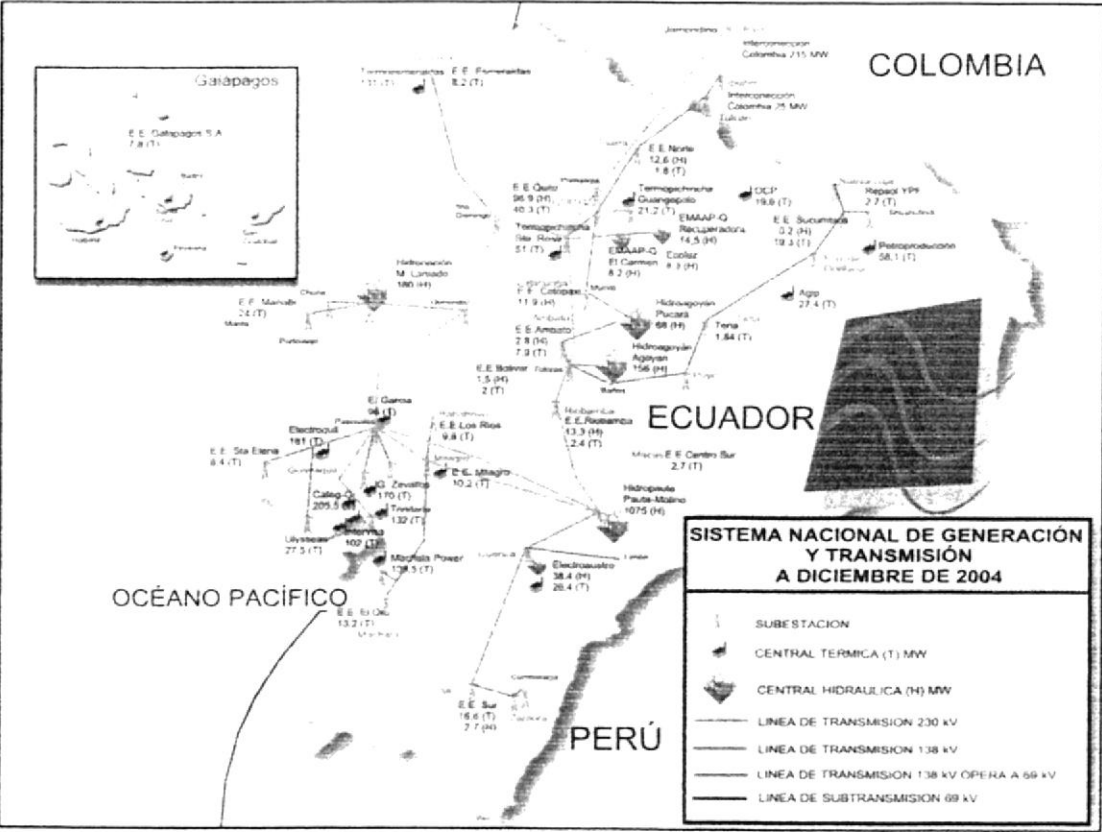
- ❖ Materia Prima para la construcción de la generadora.
- ❖ Servicios de Internet
- ❖ Servicios básicos (luz, agua, teléfono)
- ❖ Equipos de Oficina.
- ❖ Servicio de limpieza, entre otros.

1.8 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA.



1.9 MAPA DEL SISTEMA NACIONAL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.

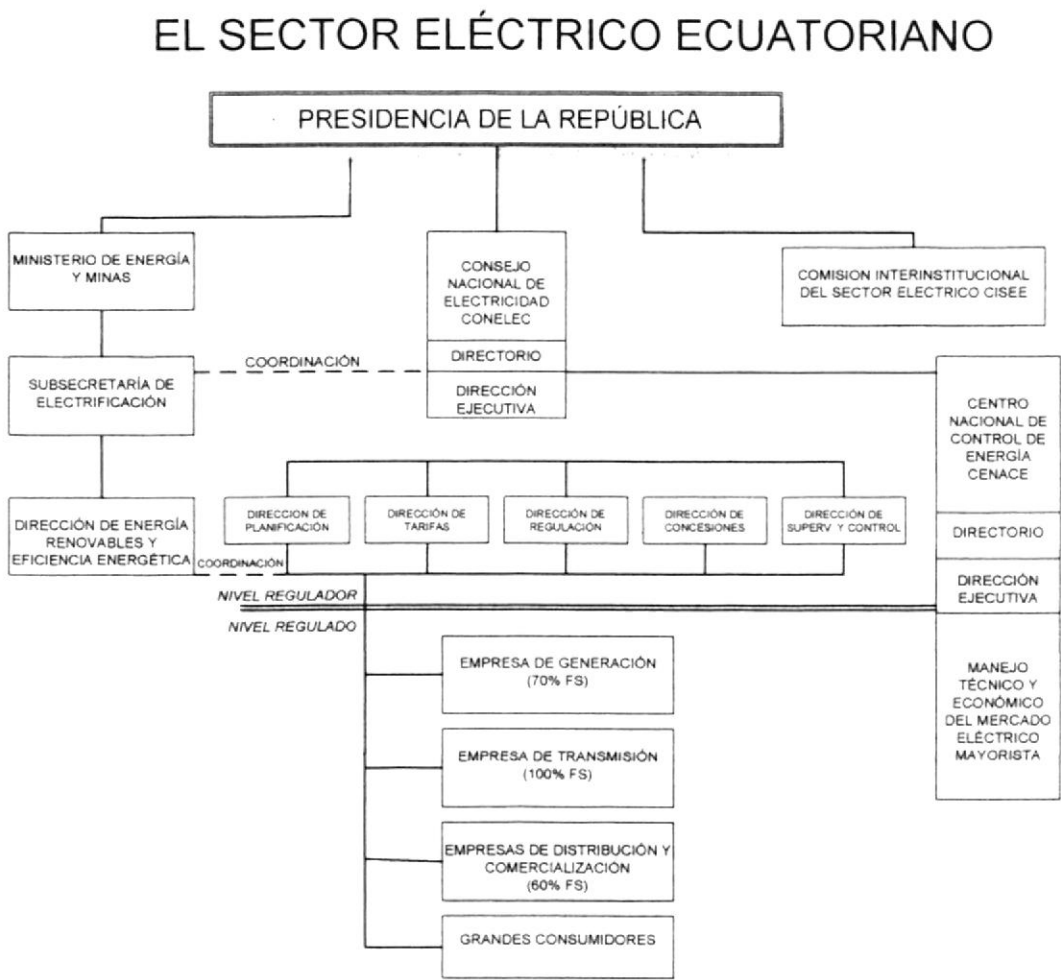
FIGURA 1.1 SISTEMA NACIONAL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.



Elaborado por: CONELEC.
Fuente: CONELEC.

1.10 ORGANIGRAMA DEL SECTOR ELÉCTRICO.-

FIGURA 1.2 DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.



Elaborado por: CONELEC.
Fuente: CONELEC.

1.11 ORGANIGRAMA DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD –
CONELEC-

FIGURA 1.3 ORGANIGRAMA DEL CONELEC.



Elaborado por: CONELEC.
Fuente: CONELEC.

CAPÍTULO II

II. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO.-

Para la elaboración de este capítulo se contó con la experiencia en proyectos de esta índole de personas involucradas en el sector.

2.1 UBICACIÓN.

La zona de las obras proyectadas se encuentra en la provincia de Manabí en las afueras de la ciudad de Jipijapa, el mismo que incluye la construcción de una planta de generación eléctrica de 50 MW y una línea de transmisión eléctrica de aproximadamente 250 Km. de longitud.

2.2 TAMAÑO.

El Proyecto TERMOMANABITA tiene como objetivo la producción de energía térmica resultante del procesamiento de combustible residual producido por la Refinería Amazonas. El combustible residual es un producto del proceso de refinación del crudo de la Empresa Estatal Petrolera PetroEcuador.

El proyecto consiste en la implementación de una planta de generación eléctrica en un predio de propiedad de TERMOMANABITA de 90 has, de las cuales se utilizarán 12 ha para la construcción de la Planta localizado en las afueras de Jipijapa; la instalación de un oleoducto, para el transporte del combustible residual desde la Refinería hasta la Planta; la construcción de una línea de transmisión de energía eléctrica que interconecta la Planta y la Sub-estación "Cielo Lindo" de 69 kV y una línea de interconexión de 230 kV desde Jipijapa hasta la Sub-estación más cercana. El transporte del

combustible se lo hará por medio de un oleoducto desde la Refinería hasta la planta, las dimensiones del mismo tienen que entrar a revisión técnica la cual determine el diámetro necesario para el flujo del mismo.

Dibujo 2.1. MAPA DE LA REGIÓN (sitio de localización de la planta)



Tomado de la página Web, www.jipijapa.org

2.3 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS – TÉCNICAS¹³.

Las facilidades para la generación eléctrica consistirán en una planta de generación eléctrica conformada por 6 generadores, 2 bloques de energía cada uno en un edificio individual; cada bloque tiene un cuarto de control independiente pero son capaces de ser operadas desde el mismo centro de control. Cada bloque consiste de dos grupos de conjuntos de 3 generadores. Las chimeneas de emisiones serán inicialmente en dos grupos dos para los 6 generadores. Todo esto será operado por la empresa que realice el proceso de quema de residuo de combustible y correspondiente transformación en energía termoeléctrica.

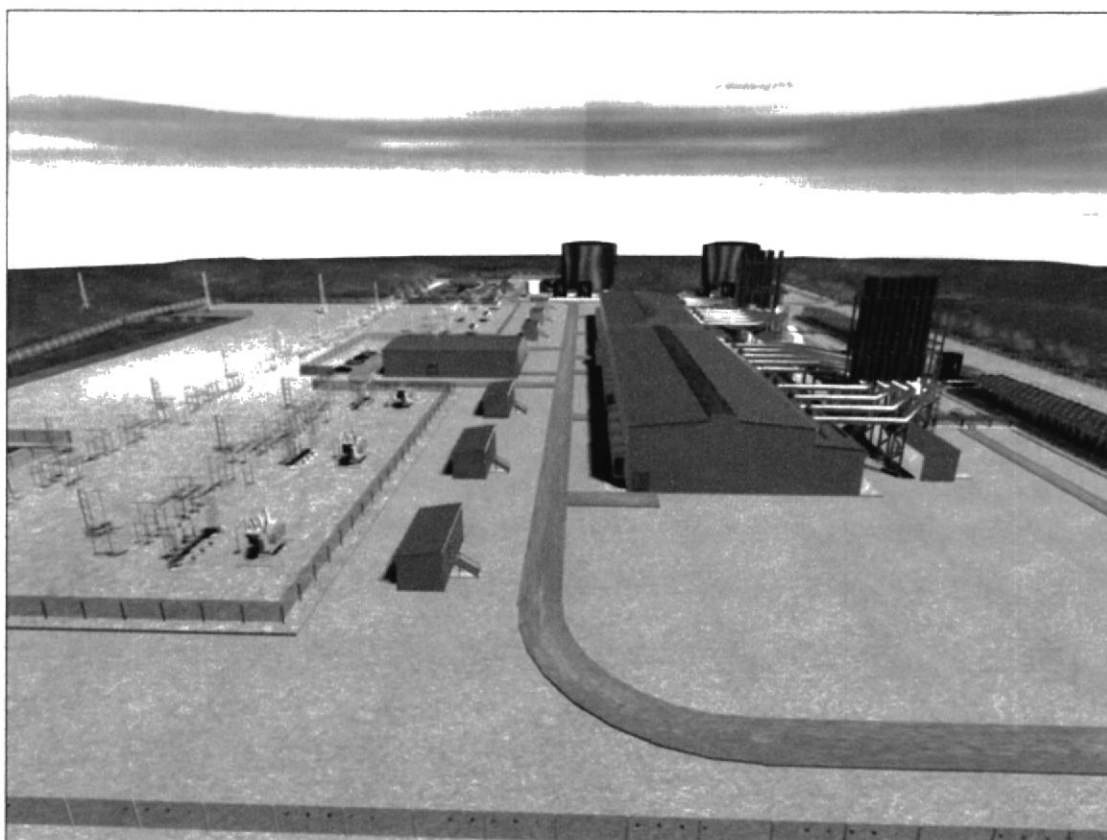
La capacidad de producción de energía es de 50 Mw., de forma continua sin paralizaciones y con una capacidad de reserva de tal manera que en los casos de mantenimiento no se reduzca la salida neta.

Adicionalmente se crearía instalaciones inherentes a la planta de generación, estas incluirán dormitorios, enfermería, sala de recreación y esparcimiento, y servicios para el personal como talleres, laboratorio de combustible, área de mantenimiento mecánico, lavandería, facilidades contra-incendios y para entrenamiento.

¹³ El detalle técnico de las máquinas, motores y demás se encuentra en el Anexo #6.

2.4 VISTA GENERAL DEL PROYECTO.

Figura 2.1 VISTA GENERAL DE LA PLANTA



Elaborado por: Ing Luis Pincay.

Fuente: Proyectos Termoeléctricos previos.

CAPÍTULO III

III. ESTUDIO ECONÓMICO – FINANCIERO

Para el desarrollo de este capítulo se contó la participación de personas involucradas en este sector y que manejan los datos pertinentes para este tipo de proyectos.

3.1 DESCRIPCIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO.

3.1.1 El Financiamiento.-

Para el financiamiento del proyecto se tomó en consideración a instituciones como el US BANK, quienes con su departamento de inversión han trabajado previamente en aportes a estos proyectos, no se descarta tampoco el aporte de grupo de inversores locales, entre otros.

3.1.2 La Garantía de pago.-

El proyecto se mantiene por sus ventas ya sea a través de los contratos que se gestionen y/o la facturación en el mercado ocasional.

Cuando se mantiene contratos PPA's¹⁴ cada cliente establecerá una garantía de cumplimiento de pago por el valor del 10% de la inversión que ellos realicen con TERMOMANABITA, de manera que asegure el cumplimiento de los pagos relativos a esta contratación. Constituida por una Carta de Crédito Bancaria. Las condiciones de esta garantía serán de incondicional, irrevocable y de cobro inmediato y será actualizada cada año, durante la vigencia de este contrato.

¹⁴ PPA tomado de sus siglas en ingles que significa Power Purchase Agreement

Esto asegura que paguen cada vez que se emita la factura correspondiente por el valor de la energía emitida, así mismo en caso de pagar se cancela el contrato con las debidas acciones legales correspondientes. Esto también asegura que se pueda cubrir los intereses de la deuda, y evitar problemas legales con la entidad con la cual se firmaría por el préstamo. Este tipo de Garantía se deberá implementar a la conveniencia de las PARTES previo suscripción del CONTRATO. El emisor de la Carta de Crédito deberá ser un banco de primera línea.

3.2 COSTOS DEL PROYECTO.

La inversión estimada es de **US \$85.521.000**, los cuales comprenden:

Cuadro 3.1 Gastos de Inversión del Proyecto “TERMOMANABITA”¹⁵

(valores expresados en miles de dólares americanos)

Costos de Capital	\$/kW	\$000s
Costos EPC	629	31.444
Línea de Transmisión	100	5.000
Interconexión Eléctrica.	210	10.500
Contingencia Construcción	5,0% 36	1.822
Total de Costos Construcción	975	48.766
Movilización y Costos Desarrollo Interno (Impuestos, Obligaciones, Seguros y otros)		19.241
Subtotal Antes IDC	1.360	68.007
Cuenta Reserva de Deuda:	142	7.112
Interés Durante la Construcción:	208	10.401
Total Costos del Proyecto:	1.568	85.521

Elaborado por: los Autores.

Fuente: Ing. Carlos Zavala

¹⁵ En el cuadro 3.1 se menciona los Costos EPC, que vienen de sus siglas en ingles, Engineering Procurement Construction.

3.3 FLUJO DEL PROYECTO.

Venta de energía “TERMOMANABITA”

Los ingresos que manejaría el proyecto se compone de acuerdos PPA's, con la contratación de 2 de ellos a empresas grandes (Grandes Consumidores) que deseen adquirir energía a bajo costo, estos acuerdos cubrirán el 80% de nuestra producción, y al M.E.M. venderemos la diferencia (alrededor del 20%).

- Además de los ingresos que se tienen por ventas, existe el rubro “Pagos por Capacidad”, el cual se carga a los consumidores de la empresa, esta es una ley que se aplica para todos los que conforman el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Egresos del Proyecto.-

Para los egresos se describen los siguientes rubros:

Combustible; Gasto por intereses; Operación de Mantenimiento fijos y variables; Gasto fijo de administración; Seguros; entre otros, los cuales se detallan en el estudio de viabilidad económica del proyecto. Y que para su mejor entendimiento se describen en la sección de los anexos correspondientes.

3.4 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO.

El cuadro 3.2 muestra las especificaciones económicas del proyecto, la producción, precios y carga para los primeros años de operación, estos cuadros se encuentran detallados con mayor descripción en los anexos del #7 al #13.

CUADRO 3.2 Especificaciones Económicas para los primeros años de operación.

AÑO OPERATIVO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Capacidad Neta de Planta (MW)	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Venta PPA's (MW)	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	0.0
Venta Spot Market (MW)	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	50.0
Precio Spot Market (\$/MWh)	79.5	79.5	79.5	79.5	79.5	79.5	79.5	79.5	79.5	79.5	79.5
Producción Anual (MWh)	422 232.0	422 232.0	422 232.0	422 232.0	422 232.0	422 232.0	422 232.0	422 232.0	422 232.0	422 232.0	422 232.0
% Calentamiento (Btu/kWh)	8 100.0	8 100.0	8 100.0	8 100.0	8 100.0	8 100.0	8 100.0	8 100.0	8 100.0	8 100.0	8 100.0
Capacidad Base de Carga (PPA) 0%	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
Escalonamiento Base de Carga (PPA) 0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pago por Capacidad (\$/kW-mo)	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
Ingresos Fijos y Variables O&M (\$/MWh) 0%	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5
Ingresos x Combustibles (\$/MWh) 0%	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
Gastos de Combustibles (\$/mmBtu) 0%	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Gastos Variables O&M (\$/MWh) 3%	6.0	6.2	6.4	6.6	6.8	7.0	7.2	7.4	7.6	7.8	8.1

Elaborado por: los autores.
Fuente: los Autores.

CUADRO 3.3 Estado de Resultados, primeros años de operación.

(Valores expresados en miles de dólares americanos)

Rubros	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Credito Total del Préstamo:	237.063,8											
Pago por Potencia (PPA)		2.736,0	2.736,0	2.736,0	2.736,0	2.736,0	2.736,0	2.736,0	2.736,0	2.736,0	2.736,0	0,0
Pago por Energía (PPA)		17.761,9	17.761,9	17.761,9	17.761,9	17.761,9	17.761,9	17.761,9	17.761,9	17.761,9	17.761,9	0,0
Spot Market		5.712,2	5.712,2	5.712,2	5.712,2	5.712,2	5.712,2	5.712,2	5.712,2	5.712,2	5.712,2	28.561,2
Inversion Línea Transmisión:		2.100,0	2.100,0	2.100,0	2.100,0	2.100,0						
Total Ingresos Eléctricos:	28.310,2	28.310,2	28.310,2	28.310,2	28.310,2	26.210,2	26.210,2	26.210,2	26.210,2	26.210,2	26.210,2	28.561,2
Gasto Variable O&M	-2.533,4	-2.609,4	-2.687,7	-2.768,3	-2.851,4	-2.936,9	-3.025,0	-3.115,8	-3.209,2	-3.305,5	-3.404,7	
Gastos de Combustibles	-6.377,8	-6.377,8	-6.377,8	-6.377,8	-6.377,8	-6.377,8	-6.377,8	-6.377,8	-6.377,8	-6.377,8	-6.377,8	-6.377,8
Margen Bruto:	19.399,0	19.323,0	19.244,7	19.164,1	19.081,1	16.895,5	16.807,4	16.716,7	16.623,2	16.526,9	16.428,8	
Gastos Fijos O&M	-2.500,0	-2.575,0	-2.652,3	-2.731,8	-2.813,8	-2.898,2	-2.985,1	-3.074,7	-3.166,9	-3.261,9	-3.359,8	
Gastos Adminis. Fijos	-600,0	-618,0	-636,5	-655,6	-675,3	-695,6	-716,4	-737,9	-760,1	-782,9	-806,3	
Gasto de Seguros	-315,0	-324,5	-334,2	-344,2	-354,5	-365,2	-376,1	-387,4	-399,0	-411,0	-423,3	
IAIIA:	15.984,0	15.805,6	15.621,8	15.432,4	15.237,4	12.936,6	12.729,7	12.516,6	12.297,2	12.071,1	11.842,0	
Pago de Intereses & Capital	-14.223,8	-14.223,8	-14.223,8	-14.223,8	-14.223,8	-14.223,8	-14.223,8	-14.223,8	-14.223,8	-14.223,8	-14.223,8	0,0
Depreciación & Amortización	-9.260,9	-9.260,9	-9.260,9	-9.260,9	-9.260,9	-5.920,9	-5.920,9	-5.920,9	-5.920,9	-5.920,9	-5.920,9	0,0
Ingreso Neto Pre-impuestos:	-7.500,7	-7.679,1	-7.863,0	-8.052,3	-8.247,3	-7.208,1	-7.415,0	-7.628,1	-7.847,6	-8.073,6	-8.304,3	14.189,3
Impuestos por Ingresos: 25%		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-3.547,3
Ingreso Neto:	237.063,8	-7.500,7	-7.679,1	-7.863,0	-8.052,3	-8.247,3	-7.208,1	-7.415,0	-7.628,1	-7.847,6	-8.073,6	10.642,0

Elaborado por: los autores.

Fuente: los Autores.

A continuación se detallan las especificaciones económicas técnicas del proyecto que servirá para entender posteriormente el análisis financiero realizado.

CUADRO 3.4 Especificaciones económicas del proyecto.

Especificaciones de PPA's		\$/kW-mes	\$/MWh
Pagos por Capacidad		5,7	7,8
Escalonamiento		0,0	0,0
Cargos Fijos & Variables O&M			34,5
Pagos por Combustible			16,2
Precio Total de Energía			58,5
Spot Market			
Pagos por Capacidad	\$/kW-mes	5,7	9,5
Pagos Variables	\$/MWh		70,0
Precio Total de Energía (SPOT)			79,5
Información Técnica			
Detalle Maquinaria	#		12V32
Número de Generadores	#		12,0
Salida Neta x Generador	kW		7.500,0
Capacidad Neta de Planta	MW		50,0
Paralizaciones de planta	%		0,0
Capacidad Neta de Planta	MW		50,0
Venta PPA's	MW		40,0
Venta Spot Market	MW		10,0
% Calentamiento (LHV)	Btu/kWh		8.100,0
Factor de Capacidad Anual (PPA)	%		1,0
Factor de Capacidad Anual (Spot)	%		0,8
Factor de Capacidad Promedio	%		1,0
Producción Anual (PPA)	MWh		350.400,0
Producción Anual (Spot)	MWh		71.832,0
Producción Total Anual	MWh		422.232,0
Costos Capital		\$/kW	\$000s
Costos EPC		628,9	31.444,0
Línea de Transmisión		100,0	5.000,0
Interconexión Eléctrica		210,0	10.500,0
Construcción de Contingencia	5%	36,4	1.822,2
Costos Totales de Construcción		975,3	48.766,2
Costos Internos de Desarrollo		40,0	2.000,0
Movilización de O&M		35,0	1.750,0
Capital de Trabajo		50,0	2.500,0
Cargo por Desarrollo(s)		150,0	7.500,0
Asesorías (Legales, ingeniería)		15,0	750,0
Costos Seguros y Financieros		37,1	1.853,0
Costos Iniciales		9,0	450,0
Costos Portuarios y Aduaneros	5%	975,3	2.438,3
Subtotal antes de IDC		1360,1	68.007,5
Cuenta Reserva de Deuda		142,2	7.111,9
Intereses Durante Construcción		208,0	10.401,4
Costos Totales del Proyecto		1568,2	85.520,8

(Los valores de costos de capital están expresados en miles de dólares americanos)

Elaborado por: los Autores.

Fuente: Proyectos Termoeléctricos Previos.

CUADRO 3.5 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO.

(Valores expresados en miles de dólares americanos).

	Años Operativos											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Efectivo x Actividades Operativas												
Valor en Libros después Impuestos		-7 501	-7 679	-7 863	-8 052	-8 247	-7 208	-7 415	-7 628	-7 848	-8 074	14 189
Depreciación en Libros		9 251	9 251	9 251	9 251	9 251	5 921	5 921	5 921	5 921	5 921	
Cambio en Reservas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impuestos Diferidos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en cuentas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Efectivo Neto de Actividades Operativas:		0	1.760	1.582	1.398	1.209	1.014	-1.287	-1.494	-1.707	-1.927	-2.153 14 189
Efectivo x Actividades de Inversión y Financiamiento												
Total Préstamo:	-237.064											
Retorno del Préstamo	152.398											
Acciones	855											
Desembolso de Deuda	84.666											
Pagos Varios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Efectivo Neto de Actividades Financieras:	855	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto Operativo:	855	1.760	1.582	1.398	1.209	1.014	-1.287	-1.494	-1.707	-1.927	-2.153	14 189
RETORNO DEL PROYECTO												
Acciones	-855											
Flujo de Caja después Impuestos		1 760	1 582	1 398	1 209	1 014	-1 287	-1 494	-1 707	-1 927	-2 153	14 189
Flujo de Caja Total después Impuestos	-855	1 760	1 582	1 398	1 209	1 014	-1 287	-1 494	-1 707	-1 927	-2 153	14 189
FC Acumulado		905	2 487	3 885	5 093	6 107	4 820	3 326	1 618	-308	-2 461	11 728
NPV	12.0%	640	1 765	2 654	3 340	3 853	3 271	2 668	2 052	1 432	813	4 455

Elaborado por: los Autores.

Fuente: Proyectos Termoeléctricos Previos.

Se toma en consideración una tasa del 12% estándar para este tipo de proyectos, y que además se vienen aplicando en otros trabajos previos, aceptado por inversores internacionales.

A continuación se presentan algunos escenarios donde puede ubicarse el proyecto¹⁶ asumiendo que ocurran diferentes situaciones ajenas a lo que se pretende realizar con el mismo tales como incrementos en los precios de los combustibles, y demás Costos Variables, así también eventos favorables tales como nuevos contratos o pactar mejores precios en los acuerdos o en

¹⁶ Asumiendo que existen situaciones en el mercado que hagan que estos cambios se den, como ejemplo están nuevas leyes, crisis financiera del Estado Ecuatoriano, posibles quiebre de empresas, entre otras consideraciones que pueden hacer variar la situación del proyecto.

el Mercado, además en el cuadro 3.5, se verá la sensibilidad del mismo ante dichos cambios o situaciones.

CUADRO 3.5 **ESCENARIOS DEL PROYECTO.**

ESCENARIOS	VAN
↑ 25% VENTAS	35.559
↓ 50% COSTOS	40.831
↑ 40% COSTOS	-283.471
↓ 40% VENTAS	-54.781

Elaborado por: los Autores.

Fuente: Los Autores.

Entonces vemos como un incremento en las ventas del proyecto, automáticamente refleja excelentes resultados en los índices financieros, esto se puede dar porque se aumento la capacidad de la planta y se puede vender más energía o porque se establecieron nuevos contratos con mayores utilidades para los inversionistas del proyecto. Así mismo la disminución de los costos refleja un importante retorno para los inversionistas.

Sin embargo un incremento en los costos ya sea porque aumenta los cargos por combustible o cualquier otro rubro, hacen que estos índices decaigan en

situaciones en donde se tiene perdidas considerables, e incluso provocarían el cierre o terminación del proyecto. Aquí no se menciona la participación del gobierno en estos negocios, pero bien el Estado Ecuatoriano a través de una ley o reglamento puede hacer terminar el proyecto.

3.4.1 Valor Actual Neto (V.A.N.)

El valor resultante de la operación del flujo de caja, propuesto para varios horizontes en el tiempo, muestran valores de:

CUADRO 3.6 DETALLE DEL VAN.

	$i = 12,0\%$	10-años	20-años
Valor Actual Neto		813	16.973

(Valores expresados en miles de dólares americanos)

Elaborado por: los Autores.
Fuente: Los Autores.

El valor que salta en el VAN de 10 a 20 años es debido a que en los primeros años se tienen egresos bastante altos que no permiten apreciar de mejor manera la rentabilidad del proyecto, pero a partir del periodo 11 en adelante hasta lo que termine el proyecto se tendrán ingresos fuertes que se reflejan

en el cuadro antes mostrados, esto incluso el valor del salvamento de la planta sea cero¹⁷.

3.4.2 Análisis de Escenarios.

A continuación se ha preparado un análisis que demuestran los diferentes escenarios del proyecto y el como se vería afectado en caso de que las proyecciones realizadas no se cumplan en su totalidad.

Se ha trabajado bajo un escenario optimista el cual interpreta que las ventas y acuerdos se han cumplido en una meta propuesta del 100%, se tiene un escenario conservador-optimista al 75%, conservador del 65%, y el peor cuadro de todos que solo se tenga ingresos netos del 50% de lo esperado.

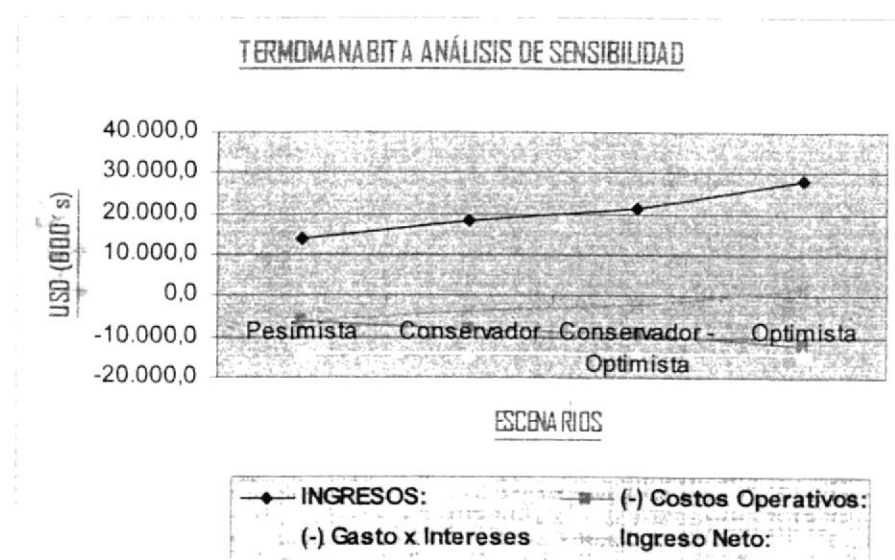
¹⁷ Al final de la duración del proyecto o vida útil de la planta su valor remanente será igual a Cero

3.4.2.1 Gráfico de Escenarios.

GRÁFICO 3.1 ANÁLISIS DE ESCENARIOS DEL PROYECTO.

(Valores expresados en miles de dólares americanos)

	50%	65%	75%	100%
	Pesimista	Conservador	Conservador - Optimista	Optimista
INGRESOS:	14.155,1	18.401,6	21.232,6	28.310,2
(-) Costos Operativos:	-6.163,1	-8.012,0	-9.244,6	-12.326,2
(-) Gasto x Intereses	-14.223,8	-14.223,8	-14.223,8	-14.223,8
Ingreso Neto:	-6.231,8	-3.834,2	-2.235,8	1.760,2



Elaborado por: los Autores.

Fuente: los Autores

El escenario optimista muestra que, aun siendo los egresos operativos mayores, esto no afecta gravemente a la realización del proyecto, y los ingresos son bastantes atractivos para los inversionistas.

No convienen los escenarios conservadores, ya que los costos al haberse incrementado y mantener o disminuir el porcentaje de ventas mediante acuerdos de PPA's, el proyecto no podría sostenerse en el tiempo. No es que existan perdidas considerables y esto mejora a partir del año 6 en adelante, pero la rentabilidad esperada seria bajo. El pesimista también muestra una diferencia negativa, pero es debido a que los costos financieros del proyecto se mantienen a lo largo del periodo que dure el pago del préstamo y otras deudas que se puedan adquirir.

Se debe aplicar como mínimo las ventas propuestas de estos acuerdos o inclusive realizar nuevos contratos, para que el proyecto mejore y tenga excelentes beneficios para todos los accionistas de la empresa.

CAPÍTULO IV

IV. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

El desarrollo de un capítulo de impacto ambiental para este tipo de proyectos es muy necesario, no solo en lo privado sino para la sociedad en general. Pero debido a su complejidad, y a lo extenso del mismo es que se decidió nombrar los aspectos básicos del estudio, así como las principales leyes y políticas que se consideran en estos casos.

Los datos tomados para la elaboración de este capítulo son tomados del Plan de Electrificación del Ecuador, elaborados para los años 2004 al 2013. Así como de la página Web del CONELEC, donde se encuentra la política ambiental del mismo.

4.1 POLÍTICA AMBIENTAL DEL CONELEC.

La política ambiental de CONELEC se encuentra enmarcada en los convenios internacionales suscritos y ratificados por el Ecuador, la legislación nacional y sectorial, que a la vez constituye su base legal de su competencia en el sector¹⁸.

A continuación se detallan algunos convenios internacionales de lo arriba descrito:

- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio Climático.
- Protocolo de Montreal- sobre las sustancias que agotan la capa de ozono.
- Convenio de Basilea- sobre el movimiento transfronterizo de desechos peligrosos.
- Convenio de Róterdam- sobre el uso de productos químicos peligrosos.
- Convenio de Estocolmo- sobre contaminantes orgánicos persistentes.
- Protocolo de Kyoto- sobre reducción de emisiones de Carbono e implementación del mecanismo de desarrollo limpio MDL.
- Declaración del Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo.

¹⁸ Tomado del Plan de Electrificación 2004-2013.

- Convenio sobre Biodiversidad Biológica.

Constitución de la República del Ecuador.

El artículo 23 numeral 6 y los artículos 86 al 91 de la Constitución Política de la República del Ecuador, el Estado reconoce a las personas el derecho a vivir en un ambiente sano, ecológicamente equilibrado y libre de contaminación que garantice un desarrollo sustentable.

Ley de Régimen del Sector Eléctrico –LRSE-, en el artículo 3, dispone que en todos los casos los generadores, transmisor, y distribuidores de energía eléctrica, observaran las disposiciones legales relativas a la protección del ambiente; y que el reglamento de orden técnico que dicte el Presidente de la República preparado por el CONELEC determine los parámetros para la aplicación de esta norma y el mismo prevalecerá sobre cualquier otra regulación secundaria.

Reglamento sustitutivo del Reglamento General de la LRSE, en su artículo 13 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley dispone que las personas naturales o jurídicas autorizadas por el Estado para generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica estarán obligadas a observar las disposiciones de la legislación ecuatoriana y las estipuladas en las normas internacionales relativas a la protección y

conservación del ambiente que consten o se deriven de los convenios ratificados por el Ecuador.

La **Ley de Gestión Ambiental** (Ley No. 99-37), publicada en el Registro Oficial 245 del 30 de julio de 1999, se promulgó la Ley de Gestión Ambiental, cuyo objetivo principal es el de establecer los principios y directrices que han de regir la política ambiental del país, determinar las obligaciones, responsabilidades y niveles de participación de los sectores público y privado, señalando los límites permisibles, controles y sanciones en esta materia.

El artículo 8 de la Ley de Gestión Ambiental establece que la autoridad ambiental nacional será ejercida por el Ministerio del ramo, que actuará como instancia rectora, coordinadora y reguladora del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental, sin perjuicio de las atribuciones que dentro del ámbito de sus competencias y conforme las leyes que las regulan, ejerzan otras instituciones del Estado;

La Ley de Gestión Ambiental, en su artículo 12, literal d) dispone como obligación de las instituciones del estado que conforman el Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental coordinar con los organismos competentes para expedir y aplicar las normas técnicas necesarias para

proteger el ambiente con sujeción a las normas legales y reglamentarias vigentes y a los convenios internacionales;

El artículo 19 de la Ley de Gestión Ambiental establece que las obras públicas privadas o mixtas y los proyectos de inversión públicos o privados que puedan causar impactos ambientales, serán calificados previamente a su ejecución, por los organismos descentralizados de control, conforme el Sistema Único de Manejo Ambiental, cuyo principio rector será precautelatorio;

Que el artículo 20 de la Ley de Gestión Ambiental establece que para el inicio de toda actividad que suponga riesgo ambiental se deberá contar con la Licencia Ambiental respectiva, otorgada por el Ministerio del Ambiente.

4.2 NORMAS AMBIENTALES DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS – RAAE.

Política Ambiental.

El CONELEC, sujetará sus actuaciones a la política ambiental nacional expedida por el Presidente de la República. De conformidad con la Ley y el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley, al formular las políticas ambientales aplicables al sector eléctrico, se considerará

obligatoriamente la identificación y estimación de los impactos ambientales que ocasionará la aplicación del Plan de Electrificación del Ecuador, sus programas y proyectos; y las estrategias para atenuar los impactos negativos y potenciar los positivos. Además, incorporará las estrategias efectivas para la protección de la calidad y cantidad de los recursos naturales.

CONELEC.

A fin de ejecutar las funciones atribuidas por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reformas, el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley y los demás Reglamentos aplicables al sector eléctrico en el área de protección ambiental, le compete al CONELEC:

- a) Cumplir y hacer cumplir la legislación ambiental aplicable a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica así como las disposiciones que se deriven de este Reglamento;
- b) Aprobar los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y sus correspondientes Planes de Manejo Ambiental (PMA) de los proyectos u obras de generación, transmisión y distribución, excepto para los casos contemplados en el artículo 10, literal d) de este reglamento;

- c) Incorporar en el Plan de Electrificación las políticas ambientales del Estado, evaluar conjuntamente con el Ministerio de Energía y Minas el cumplimiento y efectividad de las mismas y, sobre esta base, proponer las modificaciones que permitan alcanzar el desarrollo sustentable del sector;
- d) Dictar instructivos de aplicación de la Ley y sus reglamentos, en materia de protección del ambiente, los cuales se emitirán mediante Regulaciones;
- e) Dictar, de acuerdo con la Ley, las regulaciones referentes a parámetros técnicos de tolerancia y límites permisibles, a los cuales deben sujetarse las actividades eléctricas, a fin de atenuar los efectos negativos en el ambiente. Para el efecto observará las directrices impuestas por el Consejo Nacional de Desarrollo Sustentable de acuerdo con la Ley de Gestión Ambiental y coordinará al respecto con el Ministerio del Ambiente en función del artículo 9, literal d) de la indicada Ley de Gestión Ambiental;
- f) Controlar la realización de los Planes de Manejo Ambiental de las empresas autorizadas que se encuentren operando en actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, sobre la base de las auditorías ambientales que deberán practicarse;

- g) Diseñar y aplicar, en coordinación con los organismos públicos competentes, incentivos para estimular la protección y manejo sustentable de los recursos naturales que son aprovechados por los proyectos eléctricos, así como fomentar el desarrollo y uso de tecnologías limpias y el uso de recursos energéticos no convencionales;
- h) Llevar el registro de empresas y consultores individuales calificados por el Ministerio del Ambiente, para realizar los estudios y auditorias ambientales en el sector eléctrico;
- i) Aplicar las sanciones por incumplimiento de las disposiciones ambientales previstas en este Reglamento, las cuales deberán incluirse en los respectivos contratos de concesión, permiso o licencia;
- j) Requerir de los agentes, generadores, el transmisor y los distribuidores, los documentos e información necesaria para verificar el cumplimiento de las normas y regulaciones ambientales, estando facultado para realizar las inspecciones y verificaciones que al efecto resulten necesarias;

- k) Asegurar la publicidad de las decisiones de aplicación general e instructivos en materia ambiental, incluyendo los antecedentes sobre la base de los cuales fueron expedidos;
- l) Receptar y analizar el informe anual que le corresponde presentar al Director Ejecutivo del CONELEC, en el cual necesariamente se incorporará la parte inherente al cumplimiento de las políticas y normas ambientales aplicables al sector eléctrico, y;
- m) Permitir el acceso de la ciudadanía a la información ambiental de acuerdo a lo estipulado por la Ley de Gestión Ambiental. Quienes soliciten dicha información serán responsables de su uso y respetarán la propiedad intelectual.

El CONELEC cumplirá estas obligaciones a través de la Dirección o Unidad Administrativa que estructurará para el efecto.

El otorgamiento por parte del CONELEC de concesiones, permisos y licencias señalado en el Reglamento de la materia se halla condicionado al cumplimiento previo de las normas ambientales contenidas en el presente Reglamento y en los instructivos que al efecto emita el Directorio del CONELEC.

Para la aplicación del presente Reglamento, el CONELEC en uso de sus facultades, emitirá las Regulaciones que considere necesarias.

4.3 POLÍTICAS AMBIENTALES BASICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO.

A continuación se detallarán alguna de las principales políticas ambientales que afectarán el proyecto y que deberían de evaluarse a la hora de ejecutar el proyecto.

A.- Política Ambiental en materia de Desarrollo sustentable del Sector Eléctrico.

Corresponden a las políticas aplicables al sector eléctrico, contenidas en la *Estrategia Ambiental para el Desarrollo Sustentable del Ecuador* elaborada por el Ministerio de Ambiente en Nov. 1999, en lo relacionado a conservación y aprovechamiento del capital natural.

B.- Política Ambiental en materia de gestión Ambiental del Sector Eléctrico.

Política Ambiental en materia de Evaluación de Impacto ambientales: La política de CONELEC en esta materia, se basa en el estricto cumplimiento de los establecidos en los Art. 19, 20, 21, 22 y 23 de la Ley de gestión Ambiental.

Política ambiental en materia de otorgamiento de Concesiones y Permisos para la actividad Eléctrica: la política de CONELEC en esta materia, se basa en el estricto cumplimiento a lo establecido en los artículos 13, 31, 33 del RAAE y resolución CONELEC 086/03 de 10 de Abril de 2003.

Política ambiental para proyectos eléctricos en zonas de Patrimonio Nacional y/o Áreas Naturales Protegidas: la política de CONELEC se encuadra en lo establecido en los artículos 41 y 42 del RAAE.

C.- Política Ambiental en materia de Protección Ambiental y Control de la contaminación.

Corresponden a las políticas aplicables al sector eléctrico, contenidas en los Convenios Internacionales ratificados por el Ecuador.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones y Recomendaciones.

- ✚ No hay suficiente capacidad instalada en el Ecuador que provea de energía suficiente para los hogares ecuatorianos. Constantes apagones y racionamientos de energía.
- ✚ El mercado ecuatoriano es uno de los mercados de mayor crecimiento en América Latina, alrededor del 4.7% por año.
- ✚ Este proyecto ofrecerá generación de energía al precio mas bajo para satisfacer demandas, base, medios, y pico, a fin de reducir dependencia sobre el diesel importado, así como ser la primera opción del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), así también se dará paso a la creación de un costo de oportunidad para la empresa.

- ✚ Este proyecto dará empleo a más personas. TERMOMANABITA contratará más de 1000 personas en la construcción de la primera fase y sobre 40 personas permanentemente operando en áreas diferentes de la empresa.
- ✚ TERMOMANABITA y sus socios asumirán los riesgos desde la inversión, diseño, construcción, operación, y rendimiento de la planta.
- ✚ Los rendimientos financieros e índices del proyecto mostrados anteriormente son atractivos para el inversionista nacional y extranjero.
- ✚ El proyecto estima ventas sobre los USD 28.000.000 (millones de Dólares).
- ✚ Un retorno sobre la inversión de alrededor del 8%, muy buena para el sector y para el tipo de empresa que se desea operar.
- ✚ Se debe aplicar como mínimo las ventas propuestas de estos acuerdos o inclusive realizar nuevos contratos, que mejore la situación del proyecto, y que esto conlleve a excelentes beneficios para todos los accionistas de la empresa.

- ✚ Para evaluar un tipo de proyecto de esta magnitud se deben de estudiar tanto el aspecto de mercado, técnico, financiero como el de impacto ambiental.
- ✚ Este proyecto es enfocado únicamente en el estudio de mercado así como el de viabilidad financiera; dejando los otros (estudio técnico y el de impacto ambiental) para ser analizados en otro proyecto con mayor profundidad.
- ✚ Los problemas que podría enfrentar el proyecto en su realización no serian de orden interno más bien de carácter externo, natural, como por ejemplo la extinción del petróleo del suelo ecuatoriano, políticas de gobierno que atenten contra el bienestar de los intereses privados, entre otros.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFÍA

- CATÁLOGO RESUMEN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR, CONELEC, AÑO 2005.
- PLAN DE ELÉCTRIFICACIÓN DEL ECUADOR 2004 AL 2013, CONELEC.
- BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.
- BREALY, RICHARDS A. /MYERS, STEWART C. "PRINCIPIOS DE FINANZAS CORPORATIVAS". QUINTA EDICIÓN. ESPAÑA. MC. GRAW HILL. 1999
- HORNGREN, CHARLES/SUNDEM, GARY. "CONTABILIDAD ADMINISTRATIVA". NOVENA EDICIÓN, MÉXICO. PRENTICE HALL. 1994.
- SAPAG CHAIN, NASSIR Y REINALDO. "PREPARACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS". TERCERA EDICIÓN. COLOMBIA. MC GRAW HILL. 1995.

COLABORACIÓN ESPECIAL:

- MSc. OSCAR MENDOZA
- MSc. CONSTANTINO TOBALINA.
- MSc. MARIA ELENA ROMERO.
- ING. NESTOR ALEJANDRO.
- ING. CARLOS ZAVALA V.

SITIOS EN INTERNET.

www.conelec.gov.ec	Consejo Eléctrico Ecuatoriano.
www.menergia.gov.ec	Ministerio de Energía y Minas del Ecuador.
www.bce.fin.ec	Banco Central del Ecuador.
www.cenace.org.ec	Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE.
www.transelectric.com.ec	TRANSELECTRIC S.A., Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica.

ANEXOS

ANEXO # 1

ENERGÍA ENTREGADA AL MEM, POR EMPRESA GENERADORA

ENERGÍA ENTREGADA AL MEM, POR EMPRESA GENERADORA EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005 (MWh)							
Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
CATEG-G	54.208.44	26.677.01	19.333.25	15.228.68	17.745.74	13.096.47	146.289.59
Elecaustro	21.511.40	20.558.83	23.381.52	20.492.37	24.452.25	19.200.58	129.596.95
Electroquayas	203.400.61	125.779.29	99.340.45	94.579.24	95.355.93	64.223.01	682.678.53
Electroquil	71.648.49	34.636.65	16.994.05	16.620.08	29.175.20	5.213.26	174.287.73
EMAAP-Q	5.375.70	4.415.60	4.882.90	1.632.90	4.207.00	4.395.00	24.909.10
Hidroagoyán	86.043.96	75.890.01	124.058.37	106.434.00	67.343.79	55.595.11	515.365.24
Hidronación	49.676.50	26.545.49	29.432.84	30.379.24	29.241.18	30.427.13	195.702.37
Hidropaute	182.701.49	348.540.41	526.209.01	616.650.69	500.831.92	612.075.24	2.787.008.76
Intervisa	32.471.45	12.384.05	4.326.74	14.527.06	16.081.60	2.591.84	82.382.73
Machala Power	89.393.76	68.204.76	51.158.37	38.730.01	54.833.88	41.549.03	343.869.82
Termoesmeraldas	88.525.74	78.439.19	78.028.87	45.164.61	82.710.61	75.852.35	448.721.37
Termopichincha	32.928.15	19.193.87	12.990.79	12.800.49	15.181.58	10.946.78	104.041.66
Ulyseas	3.124.43	221.63	-	-	4.749.13	954.38	9.049.58
Total	921.010.11	841.486.77	990.137.16	1.013.239.38	941.909.81	936.120.18	5.643.903.41
Generadora Ulyseas no entrega información, la indicada ha sido tomada de los reportes realizados por el CENACE.							

ENERGÍA ENTREGADA AL MEM, POR EMPRESA DISTRIBUIDORA EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005 (MWh)							
Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
Ambato	431.61	335.28	267.68	800.55	1.489.03	1.318.29	4.642.44
Bolívar	335.39	474.71	816.40	854.92	661.99	237.92	3.381.33
Centro Sur	-	-	-	-	-	-	-
Cotopaxi	2.521.20	2.942.20	3.521.40	4.545.08	3.636.02	4.488.62	21.654.52
El Oro	755.07	66.66	65.66	65.99	520.72	106.92	1.681.01
Manabí	-	454.59	424.15	794.88	487.83	4.32	2.165.78
Norte	3.307.71	4.409.46	5.546.97	4.953.43	5.253.31	2.971.68	26.442.57
Quito	36.928.54	32.283.59	42.760.62	25.754.00	37.473.36	27.940.07	203.140.18
Riobamba	5.952.46	7.589.16	8.149.57	8.752.46	9.135.18	9.236.34	48.815.17
Sta. Elena	885.94	-	-	-	-	-	885.94
Sur	5.078.16	2.620.04	2.135.96	2.033.12	2.463.04	2.233.27	16.563.59
Total	56.196.08	51.175.69	63.688.40	48.554.44	61.120.48	48.537.43	329.272.52

ENERGÍA ENTREGADA AL MEM, POR EMPRESA AUTOPRODUCTORA EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005 (MWh)							
Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
Agip	-	-	-	-	-	-	-
Agua y Luz de Sillunchi	141.93	98.25	134.14	123.69	99.64	103.78	701.43
Ecoluz	2.064.33	1.708.78	2.414.33	4.007.25	4.173.71	4.304.92	18.673.31
Electroandina	-	-	-	-	-	-	-
EMAAP-Q	2.320.10	4.035.59	4.264.86	7.175.96	5.610.83	6.767.81	30.175.15
Famiproduct	-	-	-	-	-	-	-
Hidroimbabura	11.78	-	-	-	-	-	11.78
I.M.Mejía	615.18	529.79	818.29	855.58	807.98	553.08	4.179.85
La Internacional	51.55	29.03	25.49	15.37	95.18	64.80	281.40
Molinos La Unión	299.01	488.62	789.40	475.68	993.97	1.306.40	4.353.09
OCP	-	-	-	-	-	-	-
Petroproducción	-	-	-	-	-	-	-
Repsol YPF	-	-	-	-	-	-	-
San Carlos	1.110.15	-	-	-	-	7.52	1.117.67
Total	6.614.02	6.890.05	8.446.50	12.653.51	11.781.30	13.108.31	59.493.68

ENERGÍA ENTREGADA AL MEM, POR IMPORTACION EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005 (MWh)							
Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
Colombia	168.155.46	134.520.26	113.145.40	105.965.80	139.446.97	117.894.01	779.127.89
Total	168.155.46	134.520.26	113.145.40	105.965.80	139.446.97	117.894.01	779.127.89

Elaborado por: Los Autores

Fuente: CONELEC

ANEXO # 2

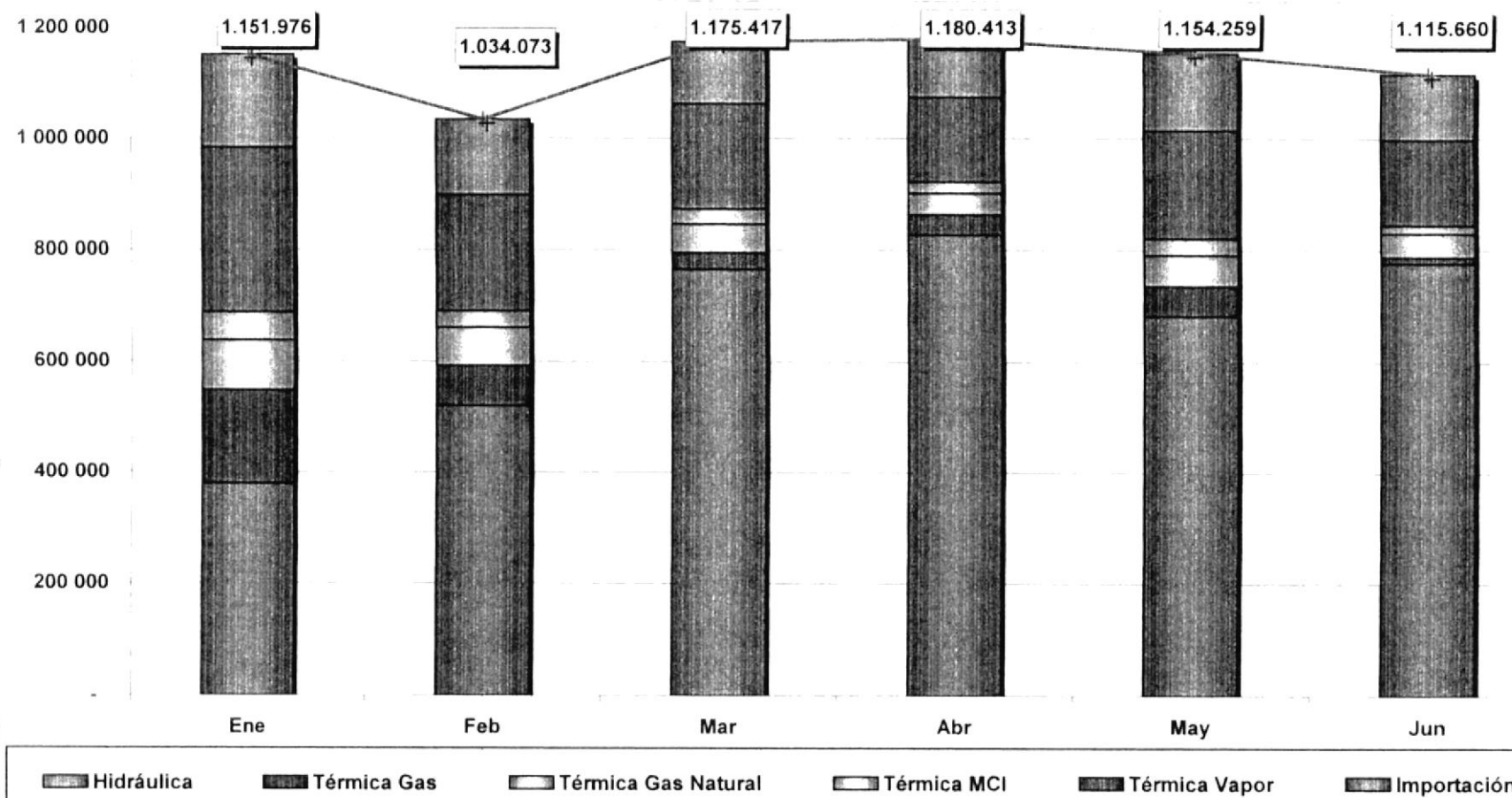
ENERGIA ENTREGADA AL MEM POR TIPO DE SISTEMA

ENERGIA ENTREGADA AL MEM POR TIPO DE SISTEMA EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005 (MWh)								
Sistema	Tipo de Central	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
S.N.I.	Hidráulica	379.602.24	520.661.50	765.697.93	826.906.29	682.494.58	777.700.06	3.953.062.60
	Térmica Gas	168.782.78	72.274.49	29.466.15	36.836.35	54.270.96	11.235.94	372.866.66
	Térmica Gas Natural	89.393.76	68.204.76	51.158.37	38.730.01	54.833.88	41.549.03	343.869.82
	Térmica MCI	50.476.98	29.737.81	27.083.32	20.547.17	29.512.47	14.848.45	172.206.20
	Térmica Vapor	295.564.45	208.673.95	188.866.29	151.427.52	193.699.69	152.432.43	1.190.664.33
	Importación	168.155.46	134.520.26	113.145.40	105.965.80	139.446.97	117.894.01	779.127.89
Total S.N.I.		1.151.975.67	1.034.072.77	1.175.417.45	1.180.413.12	1.154.258.56	1.115.659.93	6.811.797.50
Total		1.151.975.67	1.034.072.77	1.175.417.45	1.180.413.12	1.154.258.56	1.115.659.93	6.811.797.50

ENERGIA ENTREGADA AL MEM POR TIPO DE EMPRESA EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005 (MWh)								
Tipo de Empresa	Tipo de Central	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
Autoprodutora	Hidráulica	5.503.86	6.890.05	8.446.50	12.653.51	11.781.30	13.100.79	58.376.00
	Térmica Gas Natural	-	-	-	-	-	-	-
	Térmica MCI	1.110.15	-	-	-	-	7.52	1.117.67
Total Autoprodutora		6.614.02	6.890.05	8.446.50	12.653.51	11.781.30	13.108.31	59.493.68
Distribuidora	Hidráulica	35.564.42	41.909.52	52.543.39	41.554.96	49.169.97	43.049.53	263.791.77
	Térmica MCI	20.631.66	9.266.17	11.145.01	6.999.48	11.950.52	5.487.90	65.480.75
Total Distribuidora		56.196.08	51.175.69	63.688.40	48.554.44	61.120.48	48.537.43	329.272.52
Generadora	Hidráulica	338.533.96	471.861.93	704.708.04	772.697.82	621.543.32	721.549.75	3.630.894.83
	Térmica Gas	168.782.78	72.274.49	29.466.15	36.836.35	54.270.96	11.235.94	372.866.66
	Térmica Gas Natural	89.393.76	68.204.76	51.158.37	38.730.01	54.833.88	41.549.03	343.869.82
	Térmica MCI	28.735.17	20.471.63	15.938.30	13.547.68	17.561.96	9.353.03	105.607.78
	Térmica Vapor	295.564.45	208.673.95	188.866.29	151.427.52	193.699.69	152.432.43	1.190.664.33
Total Generadora		921.010.11	841.486.77	990.137.16	1.013.239.38	941.909.81	936.120.18	5.643.903.41
Importación	Importación	168.155.46	134.520.26	113.145.40	105.965.80	139.446.97	117.894.01	779.127.89
Total Importación		168.155.46	134.520.26	113.145.40	105.965.80	139.446.97	117.894.01	779.127.89
Total		1.151.975.67	1.034.072.77	1.175.417.45	1.180.413.12	1.154.258.56	1.115.659.93	6.811.797.50

Elaborado por: Los Autores

Fuente: CONELEC



Elaborado por: Los Autores
Fuente: CONELEC

ANEXO # 3 ENERGIA ENTREGADA AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA POR TIPO DE CENTRAL

ENERGIA ENTREGADA AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA POR TIPO DE CENTRAL EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005 (MWh)							
Tipo de Central	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
Hidráulica	379.602.24	520.661.50	765.697.93	826.906.29	682.494.58	777.700.06	3.953.062.60
Térmica Gas	168.782.78	72.274.49	29.466.15	36.836.35	54.270.96	11.235.94	372.866.66
Térmica Gas Natural	89.393.76	68.204.76	51.158.37	38.730.01	54.833.88	41.549.03	343.869.82
Térmica MCI	50.476.98	29.737.81	27.083.32	20.547.17	29.512.47	14.848.45	172.206.20
Térmica Vapor	295.564.45	208.673.95	188.866.29	151.427.52	193.699.69	152.432.43	1.190.664.33
Importación	168.155.46	134.520.26	113.145.40	105.965.80	139.446.97	117.894.01	779.127.89
Total	1.151.975.67	1.034.072.77	1.175.417.45	1.180.413.12	1.154.258.56	1.115.659.93	6.811.797.50

ENERGIA BRUTA MENSUAL PRODUCIDA POR EMPRESA AUTOPRODUCTORA EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005 (MWh)							
Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
Agip	10.647.64	10.134.58	11.395.06	11.069.00	9.477.24	11.003.55	63.727.07
Agua y Luz de Sillunchi	262.98	215.74	251.91	249.24	255.31	237.97	1.473.15
Ecoluz	2.072.69	1.717.14	2.422.69	4.015.61	4.182.07	4.313.28	18.723.47
Electroandina	-	-	-	-	-	-	-
EMAAP-Q	7.390.77	6.662.58	6.361.96	7.902.62	6.703.49	7.409.68	42.431.10
Famiproduct	-	-	-	-	-	-	-
Hidroimbabura	378.00	454.80	419.60	434.76	397.56	312.64	2.397.36
I.M. Mejía	615.16	529.79	818.29	855.56	807.98	553.08	4.179.85
La Internacional	1.846.01	1.831.34	1.571.86	1.910.26	1.823.96	1.959.61	10.943.04
Molinos La Unión	149.50	244.31	394.70	237.84	496.99	653.20	2.176.54
OCP	2.598.70	2.357.54	2.607.06	2.332.35	2.381.09	2.377.60	14.654.34
Petroproducción	23.733.41	21.481.38	23.907.62	22.255.90	22.783.80	22.210.80	136.372.91
Repsol YPF	33.623.74	28.212.32	31.439.54	30.241.81	32.820.88	32.924.32	189.262.60
San Carlos	2.357.60	-	-	-	-	239.40	2.596.99
Total	85.676.20	73.841.50	81.590.29	81.504.95	82.130.35	84.195.11	488.938.40
Autoproductoras Electroandina y Famiproduct no registran ventas de energía en el Primer Semestre de 2005.							

ENERGIA BRUTA MENSUAL IMPORTADA DE COLOMBIA EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005 (MWh)							
Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
Colombia	168.155.46	134.520.26	113.145.40	105.965.80	139.446.97	117.894.01	779.127.89
Total	168.155.46	134.520.26	113.145.40	105.965.80	139.446.97	117.894.01	779.127.89

Elaborado por: Los Autores

Fuente: CONELEC

ANEXO # 4

ENERGIA BRUTA MENSUAL PRODUCIDA POR EMPRESAS

ENERGIA BRUTA MENSUAL PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005 (MWh)							
Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
CATEG-G	55.920.15	27.878.98	20.506.53	16.240.09	18.872.30	14.093.02	153.511.06
Elecaustro	21.906.03	20.898.80	23.737.95	20.787.69	24.831.88	19.447.75	131.610.10
Electroguayas	213.732.12	134.213.04	107.534.78	102.749.79	102.278.26	70.967.08	731.475.07
Electroquil	75.428.25	36.290.15	17.815.54	17.361.78	30.706.78	5.428.59	183.031.09
EMAAP-Q	5.510.70	4.511.00	4.964.30	1.674.70	4.281.00	4.477.33	25.419.03
Hidroagoyán	86.239.12	76.018.10	124.266.44	106.592.97	67.428.47	55.671.16	516.216.26
Hidronación	50.404.40	26.962.80	29.913.60	30.907.20	29.705.10	30.922.10	198.815.20
Hidropaute	183.582.00	349.626.00	527.408.00	618.268.00	502.430.00	614.031.00	2.795.345.00
Intervisa	32.633.80	12.445.97	4.348.37	14.599.69	16.162.01	2.604.80	82.794.64
Machala Power	91.267.50	69.653.70	52.299.10	39.639.10	56.034.70	42.496.20	351.390.30
Termoesmeraldas	94.148.14	83.543.15	83.609.91	48.899.48	88.357.98	81.275.83	479.834.49
Termopichincha	33.533.69	19.661.93	13.380.91	13.131.33	15.590.59	11.238.90	106.537.35
Ulyseas	3.124.43	221.63	-	-	4.749.13	954.38	9.049.56
Total	947.430.32	861.925.24	1.009.785.42	1.030.851.83	981.428.20	953.608.14	5.765.029.15

Generadora Ulyseas no entrega información, la indicada ha sido tomada de los reportes realizados por el CENACE.

ENERGIA BRUTA MENSUAL PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2005 (MWh)							
Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Total
Ambato	435.33	336.57	269.16	801.85	1.490.59	1.319.31	4.652.80
Bolívar	347.99	476.79	821.17	851.36	665.09	240.16	3.402.56
Centro Sur	0.19	0.18	0.11	0.25	0.21	0.22	1.15
Cotopaxi	3.747.02	4.293.98	4.878.00	5.678.01	5.170.52	6.072.11	29.839.64
El Oro	795.88	99.70	103.48	95.51	559.00	134.20	1.787.77
Galápagos	2.002.60	1.871.02	2.165.37	2.072.51	2.029.21	1.865.80	12.006.49
Guayas-Los Ríos	91.96	75.81	90.03	68.27	92.00	84.34	502.42
Manabí	-	463.90	433.05	809.92	497.78	4.41	2.209.06
Norte	3.312.67	4.414.03	5.552.11	4.958.33	5.257.98	2.975.87	26.471.00
Quito	37.547.77	32.651.72	43.243.29	26.048.82	37.985.41	28.243.58	205.720.58
Riobamba	6.140.06	7.780.06	8.370.21	8.919.94	9.359.81	9.456.05	50.026.13
Sta. Elena	907.18	-	-	-	-	-	907.18
Sucumbios	3.597.82	3.146.10	3.490.56	3.326.04	3.508.44	3.306.41	20.375.37
Sur	5.149.52	2.646.49	2.177.42	2.078.15	2.523.04	2.277.27	16.851.89
Total	64.075.98	68.256.34	71.593.96	55.708.96	69.139.06	55.979.72	374.764.03

ANEXO # 5

PROYECCIÓN DE PROBABILIDAD DE GENERACIÓN, AÑO 2006

	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1. Hidroeléctricas	10.617.4	63.3%	8.638.1	51.6%	7.484.1	51.0%	6.241.0	49.8%	4.817.0	48.6%
HIDROPAUTE	6.737.3	33.8%	5.652.1	33.7%	4.760.3	32.4%	3.882.8	31.0%	2.762.4	27.8%
HIDROAGOYÁN CENTRAL PUCARÁ	480.3	2.4%	329.8	2.0%	239.7	1.6%	153.9	1.2%	76.1	0.8%
HIDRONACIÓN	1.536.8	7.7%	810.0	4.8%	704.7	4.8%	467.2	3.7%	353.8	3.6%
HIDROAGOYÁN CENTRAL AGOYÁN	683.1	3.4%	679.3	4.0%	626.1	4.3%	595.5	4.8%	501.0	5.0%
ELECAUSTRO	194.4	1.0%	194.4	1.2%	194.4	1.3%	194.4	1.6%	194.4	2.0%
EMAAP	101.3	0.5%	101.3	0.6%	101.3	0.7%	101.3	0.8%	101.3	1.0%
ECOLUZ	37.0	0.2%	37.0	0.2%	37.0	0.3%	37.0	0.3%	37.0	0.4%
SIBIMBE	124.1	0.6%	111.2	0.7%	97.5	0.7%	85.8	0.7%	67.9	0.7%
ABANICO	130.7	0.7%	130.7	0.8%	130.7	0.9%	130.7	1.0%	130.7	1.3%
E. Eléctricas	592.4	3.0%	592.4	3.5%	592.4	4.0%	592.4	4.7%	592.4	6.0%
Poza Honda y La Esperanza	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
2. Termoelectricas	7.110.6	36.7%	6.060.9	36.1%	6.272.0	36.9%	4.483.7	36.8%	3.482.1	35.0%
CATEG	548.2	2.8%	364.8	2.2%	307.0	2.1%	214.4	1.7%	158.6	1.6%
ELECTROQUIL	790.5	4.0%	441.8	2.6%	300.7	2.0%	99.9	0.8%	51.5	0.5%
ELECTRO GUAYAS	2.286.0	11.5%	2.011.2	12.0%	1.706.0	11.6%	1.423.6	11.4%	1.075.8	10.8%
TERMO PICHINCHA	256.2	1.3%	254.8	1.5%	225.4	1.5%	216.4	1.7%	164.5	1.7%
TERMO ESMERALDAS	937.3	4.7%	937.3	5.6%	930.9	6.3%	930.2	7.4%	906.8	9.1%
ELECAUSTRO	120.5	0.6%	106.9	0.6%	86.4	0.6%	60.1	0.5%	28.2	0.3%
E. Eléctricas	310.0	1.6%	261.0	1.6%	215.0	1.5%	180.9	1.4%	83.2	0.8%
MACHALA POWER	1.112.6	5.6%	1.112.6	6.6%	986.4	6.7%	941.9	7.5%	619.8	6.2%
ULYSSEAS INC.	179.4	0.9%	141.3	0.8%	87.4	0.6%	12.0	0.1%	7.6	0.1%
INTERVISA TRADE	166.7	0.8%	28.0	0.2%	33.7	0.2%	9.2	0.1%	6.6	0.1%
SAN CARLOS	61.1	0.3%	61.1	0.4%	61.1	0.4%	61.1	0.5%	61.1	0.6%
ECOELECTRIC	5.2	0.0%	5.2	0.0%	5.2	0.0%	5.2	0.0%	5.2	0.1%
LUCEGA	26.8	0.1%	26.8	0.2%	26.8	0.2%	26.8	0.2%	26.8	0.3%
SELVA ALEGRE	23.7	0.1%	21.7	0.1%	18.2	0.1%	15.8	0.1%	8.5	0.1%
KEPPELS	286.3	1.4%	286.3	1.7%	282.7	1.9%	286.3	2.3%	277.9	2.8%
3. Interconexión	2.203.2	11.1%	2.081.9	12.4%	1.922.6	13.1%	1.806.9	14.4%	1.640.6	16.6%
Importación de Colombia	2.031.2	10.2%	2.031.2	12.1%	1.964.3	13.4%	1.930.1	15.4%	1.823.7	18.3%
Importación de Perú	295.2	1.5%	235.6	1.4%	187.3	1.3%	150.0	1.2%	115.7	1.2%
Exportación a Colombia	-	0.0%	-	0.0%	-0.9	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
Exportación a Perú	-123.2	-0.6%	-184.8	-1.1%	-228.0	-1.6%	-273.1	-2.2%	-298.8	-3.0%
6. Déficit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica	10617.4	52.9%	8638.1	50.9%	7484.1	50.2%	6241.0	31.1%	4817.0	47.0%
Termoelectrica	7110.6	35.5%	6060.9	35.7%	6272.0	35.4%	4483.7	22.4%	3482.1	34.0%
Interconexión Colombia	2.031.2	10.1%	2.031.2	12.0%	1.964.3	13.2%	1.930.1	9.6%	1.823.7	17.8%
Interconexión Perú	295.2	1.5%	235.6	1.4%	187.3	1.3%	150.0	0.7%	115.7	1.1%
Total	20054.3	-	16965.9	-	14907.6	-	12804.8	-	10238.6	-

Elaborado por: Los Autores

Fuente: CONELEC

ANEXO #5.1

PLAN DE OPERACIÓN DEL MEM ENERO 2006 - DICIEMBRE 2006
PRECIOS DE ENERGÍA

PROBABILIDAD 5%	Precios estimados en US\$/MWh											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Precio punta	76.8	76.7	83.5	73.1	69.5	69.2	72.9	75.7	78.9	65.4	69.8	71.2
Precio media	77.8	76.5	82.2	71.4	65.4	66.7	66.4	74.3	75.4	63.9	68.6	70.0
Precio base	75.6	74.8	78.1	69.6	63.9	65.4	64.8	72.8	74.0	61.1	65.0	68.3
Precio Promedio	76.7	75.8	80.0	70.8	63.2	66.4	66.1	73.7	75.0	63.2	66.9	69.3
VALOR PROMEDIO												
PROBABILIDAD 95%	Precios estimados en US\$/MWh											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Precio punta	74.4	72.5	73.2	64.4	62.9	63.3	70.3	67.2	69.8	56.9	58.5	61.1
Precio media	71.9	68.4	67.0	58.0	49.8	48.8	56.0	57.5	61.5	52.8	55.9	57.6
Precio base	69.8	66.1	64.7	50.7	42.8	38.3	42.4	52.5	54.2	50.8	53.9	56.2
Precio Promedio	71.3	68.0	67.1	54.7	48.9	46.5	52.1	67.0	61.5	52.6	55.4	57.6
PROBABILIDAD 95%												
PROBABILIDAD 5%	Precios estimados en US\$/MWh											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Precio punta	69.7	63.5	68.4	59.3	59.8	59.2	69.0	60.3	63.5	51.2	47.5	50.6
Precio media	64.8	47.4	48.1	40.8	38.3	40.5	46.5	44.9	46.5	43.0	44.3	43.8
Precio base	61.9	45.5	42.8	34.4	31.0	30.0	29.8	29.4	30.0	39.1	43.2	42.8
Precio Promedio	68.1	49.0	50.3	42.9	39.3	38.1	46.0	40.3	43.8	42.8	44.3	44.7

PRECIOS ESTACIONALES Enero - Marzo y Octubre - Diciembre / 2006

Precios estimados en US\$/MWh			
BLOQUE HORARIO	Prob. 5%	Valor Promedio	Prob. 95%
Precio punta	74.6	68.0	58.3
Precio media	73.1	62.2	48.6
Precio base	70.4	55.2	45.9
Precio Medio Estacional	72.4	62.4	50.1

PRECIOS ESTACIONALES Abril - Septiembre / 2006

Precios estimados en US\$/MWh			
BLOQUE HORARIO	Prob. 5%	Valor Promedio	Prob. 95%
Precio punta	72.9	68.3	61.8
Precio media	69.9	54.7	42.9
Precio base	68.3	47.4	30.8
Precio Medio Estacional	70.1	64.9	43.1

PRECIOS ANUALES Enero - Diciembre / 2006

Precios estimados en US\$/MWh			
BLOQUE HORARIO	Prob. 5%	Valor Promedio	Prob. 95%
Precio punta	73.8	68.1	60.0
Precio media	71.5	58.4	45.7
Precio base	69.4	53.8	38.3
Precio Medio	71.2	58.6	46.6

Elaborado por Los Autores
Fuente: CONELEC

ANEXO #6**DATOS ELÉCTRICOS DE LOS GENERADORES**

A continuación se detallan los principales ítems que se manejan en la planta de generación termoeléctrica, los marcados en la columna de “proveedor” se refiere a que son de responsabilidad de ellos, el ensamblarlos, traerlos y dejarlos puesto en marcha; los que se refieren a “TME” significa que los que manejan el proyecto se encargan de las adecuaciones de las instalaciones para que estos motores y demás sean instalados (responsabilidad de los que intervienen en el proyecto).

SECCIÓN	DESCRIPCIÓN	Q	PROVEEDOR	TME
A	GENERACIÓN DE POTENCIA			
A1	SET DE GENERACIÓN			
A1.1	MOTOR			
.	Motores W 20V32	12	X	
.	Equipamiento de Motores	12	X	
A1.2	GENERADOR			
.	Generador	12	X	
A1.3	MARCO BASE			
.	Base común	12	X	
.	Equipo de aceleración (set)	12	X	
A1.4	EQUIPO AUXILIAR			
.	Equipo Auxiliar	12	X	
A1.5	CONEXIONES			
.	Mangueras Flexibles & piezas de conexión.	12	X	
A1.6	PLATAFORMAS			
.	Plataforma prefabricada para el mantenimiento del motor.	12	X	
A2	SISTEMA MECÁNICO AUXILIAR			
A2.0	MODULOS AUXILIARES			
.	Modulo auxiliar del motor	12	X	

.	- Filtro de combustible	1	X	
.	- Bomba alimentadora del combustible	1	X	
.	- Bomba de retorno del combustible	1	X	
.	- Tanque de retorno del combustible	1	X	
.	- unidad pre calentamiento	1	X	
.	- sistema de válvulas termo estáticas.	1	X	
.	- sistema de válvulas termo estáticas de baja temperatura de agua.	1	X	
.	- bomba de presión.	1	X	
.	- tubería e insolación.	1	X	
.	- válvulas e indicadores.	1	X	
.	- Module control panel	1	X	
.	- modulo de combustión de gases	12	X	
.	- tanque de expansión de baja temperatura	1	X	
.	- silenciador de carga de aire	2	X	
A2.1	SISTEMA DE COMBUSTIBLE			
A2.1.1	SISTEMA DE ACEITE LIVIANO			
.	Unidad de descarga de aceite	1	X	
.	Medidor de temperatura del aceite	1	X	
.	Tanque de almacenamiento	1	X	
.	Equipo de almacenamiento	1	X	
.	Alimentador del tanque	1	X	
.	Medidor del combustible	1	X	
.	Tuberías y válvulas del salón de motores internos	1	X	
.	Tuberías y válvulas del salón de motores externos	1	X	
A2.1.3	SISTEMA DEL CRUDO DE PETRÓLEO (diseñado para una máxima viscosidad de aceite de 380 cSt)			
.	Unidad de bombeo del crudo de petróleo	2	X	
.	Tanque de almacenamiento del residuo de crudo de petróleo (incluido)	1	X	
.	Tanque mezclador del residuo de petróleo	1	X	
.	Unidad de bombeo de los residuos de petróleo.	1	X	
.	Unidad de mezcla / sistema de control de viscosidades	1	X	

	Tanque mezclador del combustible y tanque de liberación de gases.	1	X	
	Sistema de limpieza del crudo de petróleo.	1	X	
	Sistema de generación de nitrógeno.	1	X	
	-Tanque de mezcla de combustible	1	X	
	Sistema de retorno de combustible	1	X	
	Tuberías del tanque de reserva de la refinería.	1	X	
	Tanque de almacenamiento del crudo de petróleo.	1	X	
	Equipamiento del tanque de almacenamiento de petróleo.	1	X	
	Bomba de transferencia de petróleo.	1	X	
	Unidad alimentadora del crudo de petróleo.	1	X	
	Medidor del crudo de petróleo para la consumición de combustible total	1	X	
	Termómetro del crudo de petróleo para la medida individual de la consumición de combustible del motor	12	X	
	Tubería y válvulas del sistema interno de motores.	1	X	
	Tuberías de crudo de petróleo, dentro de la sala de motores	1	X	
	Tuberías de crudo de petróleo, fuera de la sala de motores	1	X	
	Tuberías de insolación del crudo de petróleo fuera de la sala de motores.	1	X	
A2.2	SISTEMA DE LUBRICACIÓN DE ACEITE			
	Unidad de lubricación del aceite	12	X	
	Unidad de descarga del aceite lubricante	1	X	
	Tanque de almacenamiento: aceite fresco	1	X	
	Tanque de almacenamiento de lubricante, crudo nuevo	1	X	
	Tanque de servicio de lubricado de crudo de petróleo.	1	X	
	Equipamiento del tanque de lubricado	1	X	
	Bomba de transferencia de aceite.	1	X	

.	Tanque de almacenamiento de lubricante, aceite usado	1	X	
.	Equipamiento del tanque de lubricado, crudo usado	1	X	
.	Tuberías y válvulas lubricantes del sistema de motores internos.	1	X	
.	Sistema de tuberías de lubricación e insolación interno	1	X	
.	Tuberías y válvulas lubricantes del sistema externo de la sala de maquinas.	1	X	
.	Sistema de tuberías lubricantes del aceite.	1	X	
A2.3	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO			
.	Unidad de compresión de aire.	2	X	
.	Control y trabajo del compresor del sistema.	2	X	
.	Tuberías y válvulas del sistema de compresión de aire. (set)	1	X	
A2.4	SISTEMA DE ENFRIAMIENTO			
.	Radiador.	12	X	
.	Mantenimiento de agua en el tanque (agua fresca)	2	X	
.	Tuberías y válvulas de mantenimiento del sistema de agua. (set)	1	X	
.	Tuberías y válvulas del sistema de la sala de motores internos para enfriamiento.	1	X	
.	Tuberías y válvulas del sistema de enfriamiento de la sala de motores externos.	1	X	
A2.5	SISTEMA DE CARGA DE AIRE			
.	Filtro de aire	12	X	
.	Ducto del sistema (set)	24	X	
A2.6	SISTEMA DE EXPULSIÓN DE GASES			
.	Silenciador.	12	X	
.	Ducto del despacho de gases (set)	12	X	
.	Ductos de insolación de evacuación de gases (set)	12	X	
A2.8	SISTEMA DE SOPORTE DE LA ESTACIÓN			
A2.8.1	SISTEMA AGUA – ACEITE			

.	Bomba de transferencia	4	X	
.	Tanque de almacenamiento	1	X	
.	Unidad de bombeo de agua	1	X	
.	Unidad de pre tratamiento de agua	1	X	
.	Unidad de incineración.	1	X	
.	Tuberías y válvulas del sistema de tratamiento de agua (set).	1	X	

SECCIÓN	DESCRIPCIÓN	Q	PROVEEDOR	TME
A3	SISTEMA ELÉCTRICO.			
A3.1	CONTROLES PRINCIPALES			
.	Control principal	2	X	
.	Cubículo generador	12	X	
.	Cubículo de punto neutral	12	X	
.	Cubículo alimentador externo	2	X	
.	Cubículo alimentador de la estación auxiliar del transformador.	2	X	
.	Cubículo de medición.	2	X	
.	Cables del cubículo generador (set)	12	X	
.	Cables del punto neutral del generador (set)	12	X	
.	Cables del cubículo de generador externo (set)	2	X	
A3.2	SERVICIO DE SISTEMA DE LA ESTACIÓN			
.	Transformador de la estación auxiliar	2	X	
.	Panel de control del bajo voltaje	1	X	
.	Convertidor de frecuencia (para enfriamiento)	12	X	
.	Convertidor de frecuencia (para sala de motores interna)	12	X	
.	cables de la estación de transformador(set)	2	X	
.	Panel de motores auxiliares	12	X	
.	Cables de bajo voltaje (set)	1	X	
A3.3	SISTEMA DC			
.	DC sistema de control de la planta.	2	X	
.	DC sistema de control de encendido	1	X	
A3.4	CONTROL EXTERNO DE ENCENDIDO			
.	transformación de energía 13.8 / 69 Kv	2	X	
.	Transformación de energía 69 / 138 kV	1	X	

.	Switchyard (llave de encendido)	1	X	
A4	SISTEMA AUTOMÁTICO			
A4.1	ESTACION DEL OPERADOR			
.	WOIS estación de trabajo	2	X	
.	WISE estación de trabajo.	1	X	
.	Abastecimiento de energía continua (UPS)	2	X	
A4.2	PANELES DE CONTROL			
.	Panel de control central	1	X	
.	Panel de control central del generador	12	X	
A4.5	CABLES Y ACCESORIOS			
.	Control y cables	1	X	
A5	HERRAMIENTAS			
.	Herramienta de mantenimiento de motores (set)	1	X	
.	Herramientas para turbo cargador (set)	1	X	
B	CONSTRUCCIÓN CIVIL Y ESTRUCTURAS			
B1	EDIFICIOS DE PLANTA DE ENERGÍA			
B1.1	SALÓN DE MAQUINAS			
.	Superestructuras del salón de maquinas	1	X	
.	Trabajo de tierra y subestructuras, del salón de máquinas.	1	X	
.	Trabajo de tierra y subestructuras, de los generadores	12	X	
.	Ventilación auxiliar.	12	X	
.	Ventilación externa, monitores de techo	45	X	
.	Plomería e instalaciones sanitarias	1	X	
.	Electrificación del edificio.	1	X	
.	Detector de incendios.	1	X	
.	Válvula para hidrantes	13	X	
.	Gabinete de mangueras.	11	X	
.	Extinguidor.	6	X	
B1.2	EDIFICIO DE TRATAMIENTO DE COMBUSTIBLE			
.	Superestructuras, edificio de tratamiento de combustible	1	X	
.	Trabajo de tierra y subestructuras	1	X	
.	Ventilación de edificio de tratamiento	1	X	

	de combustible			
.	Plomería e instalaciones sanitarias	1	X	
.	Electrificación.	1	X	
.	Detector de incendios.	1	X	
.	Extinguidor.	4	X	
.	Trabajo de tierra y subestructuras, tuberías de apoyo.	1	X	
B1.3	CASA DE INCINERACION			
.	Superestructuras de casa de incineración.	1	X	
.	Trabajo de tierra y subestructuras	1	X	
.	Plomería e instalaciones sanitarias.	1	X	
.	Electrificación.	1	X	
.	Cuarto de incineración.	1	X	
B1.4	ESTRUCTURAS ANTE INCENDIOS			
.	Trabajo de tierras y subestructuras, cuarto de prevención contra incendios.	1	X	
B2	EDIFICIO DE SERVICIOS			
B2.3	GUARDIANIA			
.	Superestructura y casa de guardias.	1	X	
.	Trabajo de tierra y subestructuras, casa de guardia	1	X	
.	Ventilación, casa de guardia	1	X	
.	Aire acondicionado	1	X	
.	Plomería e instalación sanitaria.	1	X	
.	Electrificación	1	X	
.	Equipo de extinguidor de incendios.	1	X	
B2.4	BODEGA Y TALLER			
.	Estructuras de bodega y taller	1	X	
.	Trabajo de tierra y subestructuras	1	X	
.	Ventilación de la bodega y taller	1	X	
.	Aire acondicionado	1	X	
.	Plomería e instalación sanitaria	1	X	
.	Electrificación	1	X	
.	Detector de incendios.	1	X	
.	Extinguidor	1	X	
.	Manguera de extinción de incendios.	1	X	
.	Herramientas Generales	1	X	
B2.5	EDIFICIO ADMINISTRATIVO			
.	Estructura del edificio administrativo	1	X	
.	Trabajo de tierra y subestructuras	1	X	
.	Ventilación	1	X	
.	Aire acondicionado	1	X	

.	Plomería e instalación sanitaria	1	X	
.	Electrificación	1	X	
.	Equipo contra incendio	1	X	
.	Extintidor	4	X	
.	Manguera de extinción de incendios.	1	X	
B3	AREAS DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE			
B3.1	AREA CONTENCIÓN DE TANQUE			
.	Trabajo de tierra y subestructuras, tanque de almacenamiento de combustible, (nuevo)	1	X	
.	Trabajo de tierra y subestructuras, tanque de almacenamiento de combustible, (usado)	1	X	
.	Trabajo de tierra y subestructuras, tanque de lubricación de combustible,	1	X	
B3.2	ÁREA DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE			
.	Trabajo de tierras y subestructuras, tanque de combustible ligero	1	X	
.	Trabajo de tierras y subestructuras, tanque de almacenamiento del crudo de petróleo.	1	X	
.	Trabajo de tierras y subestructuras, tuberías de apoyo.	1	X	
.	Puente de tuberías.	1	X	
B5	ÁREA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA			
B5.2	ÁREA DEL TRANSFORMADOR DE ENERGÍA			
.	Trabajo de tierra, subestructuras y transformadores.	2	X	
.	Cerca alrededor del transformador.	1	X	
B6	SITIO DE TRABAJO			
.	Trabajos de tierra, estabilización del suelo, tuberías y pilares si es necesario.	1	X	
.	Excavación de tierra.	1	X	
.	Relleno.	1	X	
.	Sistema de cableado en tuberías	1	X	
.	Pavimentación de caminos y parqueos.	1	X	
.	Superficie del terreno	1	X	

.	Césped.	1	X	
.	Cerca alrededor de la planta	1	X	
.	Pavimentación y drenaje de agua lluvia.	1	X	
.	Caminos hacia la planta	1	X	
.	Tubería de combustible a la planta	1	X	
.	Tubería de agua para la planta	1	X	
.	Líneas telefónicas para la planta	1	X	

SECCIÓN	DESCRIPCIÓN	Q	PROVEEDOR	TME
C	SERVICIOS			
C1	INGENIERIA			
.	Ingeniería preliminar	1	X	
.	Ingeniería Básica	1	X	
.	Detalles Ingeniería básica: generador (set)	1	X	
.	Detalle ingeniería mecánica: sistema de combustible liviano	1	X	
.	Detalle ingeniería mecánica: sistema de crudo de petróleo.	1	X	
.	Detalle ingeniería mecánica: sistema de enfriamiento	1	X	
.	Detalle ingeniería mecánica: sistema de carga de aire	1	X	
.	Detalle ingeniería mecánica: sistema de generación de vapor	1	X	
.	Detalle ingeniería mecánica: sistema de tratamiento de agua	1	X	
.	Detalle ingeniería mecánica: sala de tratamiento del combustible	1	X	
.	Detalle ingeniería mecánica: tanque de almacenamiento	1	X	
.	Detalle eléctrico de ingeniería.	1	X	
.	Detalle de ingeniería civil.	1	X	
.	Estudio Ambiental	1	-	X
.	Sitio de investigación.	1	X	
.	Investigación preliminar del suelo	1	X	
C3	INSTALACIÓN Y SERVICIOS DE CONSTRUCCIÓN			
.	Instalación de equipos mecánicos	1	X	
.	Instalación de equipos eléctricos	1	X	
.	Instalación del sistema de seguridad	1	X	
.	Instalación de superestructuras	1	X	

	civiles.			
.	Construcción civil incluye trabajo de tierras y subestructuras en el sitio de trabajo.	1	X	
.	Suministro eléctrico durante la construcción	1	-	X
.	Suministro de agua durante construcción.	1	-	X

SECCIÓN	DESCRIPCIÓN	Q	PROVEEDOR	TME
D	IMPUESTOS/ PERMISOS/ SEGUROS			
.	Cargos de importación / impuestos / licencias, etc.	1	-	X
.	Permisos de construcción, aprobaciones, etc.	1	-	X
.	Permisos locales de operaciones.	1	-	X
.	Seguro de responsabilidad comercial general	1	-	X
.	Cobertura de propiedad y responsabilidad	1	-	X
E	TRANSPORTACIÓN			
EI	TRANSPORTACIÓN DE EQUIPOS SUPLEMENTARIOS			
.	Transportación de Equipos a subestaciones	1	X	
.	Empaque y carga de equipo al lugar de manufactura	1	X	
.	Inspección pre embarque	1	-	X
.	Transportación de equipo del lugar de ensamble al Puerto de embarque.	1	X	
.	Flete por océano del equipo del puerto de envío al puerto de la destino	1	X	
.	Transportación del equipo del almacén al lugar del proyecto.	1	X	
.	Descarga del equipo en el lugar de entrega	1	X	
.	Seguro de flete desde el lugar de ensamble hacia el sitio de entrega.	1	X	

Elaborado por: los autores.

Fuente: Empresa experta en trabajos similares.

-TME se refiere al proyecto Termomanabita Ecuador

- Q se refiere a las cantidades a utilizarse para cada set generador.

ANEXO #7

ESPECIFICACIONES ECONÓMICAS
DEL PROYECTO

Especificaciones de PPA's	\$/MWh	\$/MWh	Euro
Pagos por Capacidad	5.70	7.81	0.00%
Esquemáticos	0.00	0.00	0.00%
Cargas Fijas y Variables O&M		34.50	0.00%
Pagos por Combustible		16.19	0.00%
Precio Total de Energía		58.50	

Cost Market	\$/MWh	Euro
Pagos por Capacidad	5.7	9.52
Pagos Variables		70.00
Precio Total de Energía (SPOT)		79.52

Información Técnica		
Detalle Mecanismo	#	12/02
Número de Generadores	#	12
Salida Neta x Generador	MW	7.500
Capacidad Neta de Planta	MW	90.0
Perforaciones de planta	%	0.0%
Capacidad Neta de Planta	MW	90.0
Venta PPA's	MW	45.0
Venta Spot Market	MW	15.0
% Calentamiento (LHV)	Btu/kWh	8,100
Factor de Capacidad Anual (PPA)	%	100.0%
Factor de Capacidad Anual (Spot)	%	52.0%
Factor de Capacidad Promedio	%	35.4%
Producción Anual (PPA)	MWh	350,400
Producción Anual (Spot)	MWh	71,832
Producción Total Anual	MWh	422,232

Costos Costos	\$/MWh	\$/MWh
Costos EPC	629	31,444
Línea de Transmisión	100	5,000
Interconexión Eléctrica	210	10,500
Construcción de Contingencias	5.0%	36
Costos Totales de Construcción	975	48,766
Costos Internos de Desarrollo	40	2,000
Modificación de C&M	30	1,500
Capital de Trabajo	30	1,500
Tasa y Desarrollo	150	7,500
Asesorías (Legales, Ingeniería)	15	750
Costos Seguros y Financieros	37	1,853
Costos Iniciales	9	450
Costos Puertos y Aduanas	5.0%	975
Subtotal antes de IDC	1,360	68,067
Cuenta Reserva de Deuda	142	7,112
Intereses Durante Construcción	228	10,401
Costos Totales del Proyecto	1,568	86,621

(Valores expresados en miles de dólares)

Detalles Financieros de Construcción		Bank A
Obligaciones Financieras	%	100.0%
Comisión	US\$000s	85,521
Interés Base	%	6.0%
Spread	%	0.0%
Interés Base	%	6.0%
Otros Cargos	%	0.00%
Cargos Obligaciones	#	0.325%

Terminos de Costo	%	000s	Total
Aciones Financieras	1.00%	255	
Terminos de financiamiento de Deuda	99.00%	84,866	
Total de Capital	100.0%	85,621	
Retorno Fondos		182,388	
TOTAL PRESTATO		292,944	

Detalle de Terminos Financieros		Préstamo 1	Préstamo 2	Préstamo 3	Total
Comisión de Deuda	%	100%	0%	0%	100%
Comisión	US\$000s	227,064	-	-	227,064
Terminos Financieros	years	10	-	-	-
Periodo Gracia	%	-	-	-	-
Interés Base	%	6.0%	6.0%	6.0%	6.00%
Spread	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.00%
Interés	%	6.0%	6.0%	6.0%	6.00%
Periodo	#	-	-	-	-
Pago Global	%	100%	0%	0%	-
Pago Global	US\$000s	227,064	-	-	-
Tipo Amortización		-	-	-	-
Cargos Financieros Primarios	%	0.75%	0.00%	0.00%	0.75%
Cargos Financieros Primarios	US\$000s	1,778	-	-	1,778

Costos Variables Operativos		Euro
O&M Variables (\$/MWh)	8.00	
BOP Variables (\$/MWh)	0.00	
Total Costos Variables O&M (\$/MWh)	8.00	3.00%

Costos Fijos Operativos	\$/MWh	\$/MWh	Euro
Costos Fijos Operativos (\$/MWh)	4.17	2,500	3.00%
Costos O&M (\$/MWh)	1.00	600	3.00%
Costos Seguros	0.53	315	3.00%
Total Costos Fijos	5.69	3,415	

Costos Combustibles		Euro
Precio de Resaca de Petróleo (\$/BBL)	11.20	
Costo de Combustible (LHV-BTU/lgal)	14,000	
Precio Resaca Petróleo (\$/mmbtu)	1.98	0.00%
Precio Combustible (Asumido) (\$/MWh)	15.10	

Switches	
Cierre Financiero? (Dms, 1 mes)	1

Rentabilidad	Mes	Pagos
OSCR	0.85	0.98
12.0%	10 Años	15 Años
NPV	813	15,063

Depreciación 000s		10 Yrs
Active Box	48,766	5 Yrs
Declar & Invoice	27,143	
No Depreciables	9,812	
Total	85,621	

Cuentas OSR	
OSR Mensual	8
Aprox OSR	7,112
Actual OSR	7,112

Cargos Financieros	
Aprox Cargos Fin	1,778
Actual Cargos Fin	1,778

Capital Trabajo & Otros	
Mensual Capital Trabajo	3
Capital Trabajo Aprox	2,500
Capital Trabajo Actual	2,500

IDC	
IDC Aprox	10,401
IDC Actual	10,401

Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Totales
Costo	30%	11,237	11,237	11,237	11,237	11,237	11,237	11,237	11,237	11,237	11,237	11,237
Costo	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo	25.0%	14,046	25,376	25,376	25,376	25,376	25,376	25,376	25,376	25,376	25,376	25,376
Costo	0%	0	25,511	25,511	25,511	25,511	25,511	25,511	25,511	25,511	25,511	25,511
Costo	30.0%	18,858	42,375	42,375	42,375	42,375	42,375	42,375	42,375	42,375	42,375	42,375
Costo	0%	0	42,591	42,591	42,591	42,591	42,591	42,591	42,591	42,591	42,591	42,591
Costo	10.0%	5,619	48,213	48,213	48,213	48,213	48,213	48,213	48,213	48,213	48,213	48,213
Costo	0%	0	48,456	48,456	48,456	48,456	48,456	48,456	48,456	48,456	48,456	48,456
Costo	10.0%	5,619	54,077	54,077	54,077	54,077	54,077	54,077	54,077	54,077	54,077	54,077
Costo	5.0%	2,809	27,157	27,157	27,157	27,157	27,157	27,157	27,157	27,157	27,157	27,157
Totales	100%	58,185	112,388	112,388	112,388	112,388	112,388	112,388	112,388	112,388	112,388	112,388

Costos Totales de Proyecto	85,621
IDC	-10,401
Reserva de Deuda	-7,112
Capital de Trabajo	-2,500
Carga Desarrollo	-7,500
Cargos Obligaciones	0
Contingencias	-1,822
Total Costos Handidos	56,185

Meses

11

Elaborado por los Autores
Fuente: Proyección Termoelectrónica propia (varios)

ESTADO DE RESULTADOS DEL PROYECTO

1. The above provisions shall not apply to the following cases:

ANEXO #9

ANÁLISIS DE RETORNO DEL PROYECTO

	Años Operativos																				TOTALES	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		20
Efectivo x Actividades Operativas																						
Valor en Libros después Impuestos	-7 501	-7 879	-7 863	-8 052	-8 247	-7 208	-7 415	-7 628	-7 848	-8 074	14 189	13 949	13 702	13 448	13 186	12 916	12 638	12 352	12 057	11 753	52 678	
Depreciación en Libros	9 261	9 261	9 261	9 261	9 261	5 921	5 921	5 921	5 921	5 921	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75 909	
Cambio en Reservas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Impuestos Diferidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Cambios en cuentas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Efectivo Neto de Actividades Operativas:	0	1 760	1 582	1 388	1 209	1 014	-1 287	-1 484	-1 707	-1 927	-2 153	14 189	13 949	13 702	13 448	13 186	12 916	12 638	12 352	12 057	11 753	

Efectivo x Actividades de Inversión y
Financiamiento

Total Préstamo:	-237 064																					
Retorno del Préstamo:	152 398																					855
Acciones	855																					855
Desembolso de Deuda	84 666																					84 666
Pagos Varios	855																					855
Efectivo Neto de Actividades Financieras:	855	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	855
Flujo de Caja Neto Operativo:	855	1 760	1 582	1 388	1 209	1 014	-1 287	-1 484	-1 707	-1 927	-2 153	14 189	13 949	13 702	13 448	13 186	12 916	12 638	12 352	12 057	11 753	129 440

RETORNO DEL PROYECTO

Acciones	-855																					
Flujo de Caja después Impuestos	1 760	1 760	1 582	1 388	1 209	1 014	-1 287	-1 484	-1 707	-1 927	-2 153	14 189	13 949	13 702	13 448	13 186	12 916	12 638	12 352	12 057	11 753	128 585
Flujo de Caja Total después Impuestos	-855	1 760	1 582	1 388	1 209	1 014	-1 287	-1 484	-1 707	-1 927	-2 153	14 189	13 949	13 702	13 448	13 186	12 916	12 638	12 352	12 057	11 753	127 729
F/C Acumulado	966	966	2 487	3 885	5 093	6 107	4 820	3 326	1 618	-308	-2 461	11 728	28 678	39 380	52 828	66 014	78 930	91 848	103 920	116 977	127 729	

Elaborado por los Autores

Fuente: Proyectos Termoelectríficos previos (varios)

NPV

12 0%

840

1 785

2 854

3 340

3 853

3 271

2 668

2 052

1 432

813

4 455

7 652

10 456

12 912

15 063

16 944

18 588

20 022

21 272

22 360

ANEXO #10

Ganancias Retenidas

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Cálculo de Impuesto x Efectivo

Salario de empleados a 2019	16.846	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.806	15.80
-----------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	-------

0.000%

[illegible]

855

12.7% 10474

0610

Elaborado por los Autores

Fuente: Proyectos Termoelectrónicos previos (varios).
Elaborado por los autores.

ANEXO #11

DETALLE DE ACTIVOS & OBLIGACIONES DEL PROYECTO

(los valores abajo descritos se expresan en miles de dólares americanos)

Fin de Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Activos																					
ACTIVOS ACTUALES																					
Reserva de Deuda	7 112	7 112	7 112	7 112	7 112	7 112	7 112	7 112	7 112	7 112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Trabajo & Partes	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
Descuentos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Activos Actuales	9 612	9 612	9 612	9 612	9 612	9 612	9 612	9 612	9 612	9 612	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
US Treasury Bonds	152 398	152 398	152 398	152 398	152 398	152 398	152 398	152 398	152 398	152 398	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos Fijos																					
Total Planta	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909	75 909
Depreciación Acumulada	0	-9 261	-18 522	-27 783	-37 044	-46 304	-52 225	-58 146	-64 067	-69 988	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909
Total Activos Fijos	75 909	66 648	57 387	48 126	38 865	29 604	23 684	17 763	11 842	5 921	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Activos	237 919	228 658	219 397	210 136	200 875	191 615	185 694	179 773	173 852	167 931	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
Obligaciones																					
Obligaciones Actuales																					
Pagos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Porción Actual deuda L.P.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Obligaciones Actuales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obligaciones L.P.																					
Deuda Largo Plazo	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Obligaciones Largo Plazo	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contribución de Capital	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855
Ganancias Retenidas	0	-9 261	-18 522	-27 783	-37 044	-46 304	-52 225	-58 146	-64 067	-69 988	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909	-75 909
Acciones Proprietarios	855	-8 406	-17 667	-26 927	-36 188	-45 449	-51 370	-57 291	-63 212	-69 133	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054
Total Obligaciones & Acciones	237 919	228 658	219 397	210 136	200 875	191 615	185 694	179 773	173 852	167 931	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054	-75 054
Balance	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	77 554	77 554	77 554	77 554	77 554	77 554	77 554	77 554	77 554	77 554	77 554

Elaborado por los Autores

Fuente: Proyectos Termoelectrónicos previos (varios)

ANEXO #12

Detalle Deuda		Préstamo 1 Préstamo 2 Préstamo 3		
Cantidad Financiera	US\$0000	237 064	0	0
Ballon Payment	US\$0000	237 064	0	0
Cantidad Amortizada	US\$0000	0	0	0
Interés	%	6.00%	6.00%	6.00%
Capitalizaciones	meses	0	0	0
Tasa Efectiva anual	meses	6.00%	6.00%	6.00%
Tipo de Amortización	años	0	0	0
Periodo de Gracia	años	0	0	0
Plazo	años	10	0	0

DETALLE DE DEUDA DEL PROYECTO
(los valores abajo descritos se expresan en miles de dólares americanos)

0.0%

		Todas las cantidades mostradas están en USD																			Totales	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Años Operativos																						
Cobertura Total de Deuda		1 12	1 11	1 10	1 08	1 07	0 91	0 89	0 88	0 86	0 85											
F/C después Impuestos		1 760	1 562	1 368	1 209	1 014	-1 287	-1 494	-1 707	-1 927	-2 153	14 189	13 949	13 702	13 448	13 186	12 916	12 638	12 352	12 057	11 753	
Préstamo 1																						
Balance Inicial		237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de Interés		-14 224	-14 224	-14 224	-14 224	-14 224	-14 224	-14 224	-14 224	-14 224	-14 224	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-142 238
Pagos Principales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ballon Payment		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Balance Final		237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-237 064
Préstamo 2																						
Balance Inicial		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de Interés		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagos Principales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ballon Payment		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Balance Final		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Préstamo 3																						
Balance Inicial		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de Interés		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagos Principales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ballon Payment		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Balance Final		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Balance Inicial		237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	237 064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de Interés		14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	142 238
Pagos Principales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Deuda		14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	14 224	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	142 238
IAI Dep&Amortz		15 984	15 806	15 622	15 432	15 237	12 937	12 730	12 517	12 297	12 071	14 189	13 949	13 702	13 448	13 186	12 916	12 638	12 352	12 057	11 753	270 823
Factor Descuento Deuda		1 12	1 11	1 10	1 08	1 07	0 91	0 89	0 88	0 86	0 85											
Mínimo DSCR		0 85																				
Promedio DSCR		0 96																				
Cuenta Reserva de Deuda		6 Meses																				
Cantidad Inicial Reserva		7 112	7 112	7 112	7 112	7 112	7 112	7 112	7 112	7 112	7 112											
Adicionales																						

Elaborado por los Autores
Fuente: Proyectos Termoelectrónicos previos (varios)

DEPRECIACION en IMPUESTOS

ANEXO #13

DETALLE DE DEPRECIACION DEL PROYECTO

(los valores abajo descritos se expresan en miles de dolares americanos)

1st año Depri		Años de Depreciation																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
% Deterioramiento	100%	10	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	5	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%
	100%	-20	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
Valor Depreciable		75 909	66 800	57 691	48 582	39 473	30 364	25 050	19 736	14 423	9 109	3 795	3 416	3 036	2 657	2 277	1 898	1 518	1 139	759	380	
Depri Clase 1		65%	-4 934	-4 934	-4 934	-4 934	-4 934	-4 934	-4 934	-4 934	-4 934	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Depri Clase 2		25%	-3 795	-3 795	-3 795	-3 795	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Depri Clase 3		10%	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	
Depri Total en impuestos		100%	-9 109	-9 109	-9 109	-9 109	-5 314	-5 314	-5 314	-5 314	-5 314	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	-380	

DEPRECIACION LIBROS

		Años Operativos																			
Tipo		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
SL	10	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
	5	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%	-20.0%
	SL	0	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Valor Depreciable		75 909	66 848	57 387	48 126	38 865	29 604	23 684	17 763	11 842	5 921	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depri Clase 1		78%	-5 921	-5 921	-5 921	-5 921	-5 921	-5 921	-5 921	-5 921	-5 921	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depri Clase 2		22%	-3 340	-3 340	-3 340	-3 340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depri Clase 3		0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciation Total Libros			-9 261	-9 261	-9 261	-9 261	-5 921	-5 921	-5 921	-5 921	-5 921	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Elaborado por los Autores
Fuente: Proyección Termoelectricas previos (varios)